

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
Université Djilali Bounaama - Khemis Miliana



**Faculté des Sciences et de la Technologie**  
**Département de la Technologie**

Mémoire du Projet de Fin d'Études  
Pour l'obtention de diplôme

**Master**

En

Génie électrique

Option :

Automatique des systèmes de production

Titre :

**Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque  
raccordé au réseau électrique**

Réalisé par :

Messas Rabah

Ourchane Mokhtar

Encadré par :

Mr. BOUKLI-HACENE Omar

Année Universitaire 2015/2016

## ملخص

هذا العمل يتضمن دراسة على الأنظمة الكهروضوئية المتصلة بشبكات توزيع الطاقة الكهربائية. قمنا بدراسة عامة على الأنظمة الفولطية الكهروضوئية و مبدأ تشغيلها عند أقصى قدر ممكن من الاستطاعة باستخدام خوارزمية MPPT (نقطة الاستطاعة القصوى للتوليد الكهربائي)، وذلك باستخدام مقطع الجهد. قمنا بوصل النظام مع شبكة توزيع الضغط المنخفض و ذلك باستخدام عاكس ثلاثي الطور يتم التحكم فيه بتقنية تعديل عرض النبضة MLI . قمنا بمحاكاة رقمية ببرنامج الماتلاب من أجل فحص النظام الكهروضوئي في حال وصله بالشبكة الكهربائية. كلمات مفتاحية: فولطية كهروضوئية، مقطع، خوارزمية تقصى الاستطاعة القصوى، عاكس، تحكم، تعديل عرض النبضة، شبكة كهربائية.

## Résumé

Ce travail présente une étude sur les systèmes photovoltaïques (PV) raccordés au réseau de distribution d'énergie électrique. Nous avons effectué une étude générale du générateur photovoltaïque et de son fonctionnement à sa puissance maximale en utilisant un hacheur survolteur commandé par un algorithme MPPT de type Perturber & Observer (P&O). Le raccordement du système avec un réseau basse tension BT se fait à l'aide d'un onduleur triphasé commandé par la technique MLI. Des travaux de simulation sous Matlab/Simulink ont été faits pour examiner le fonctionnement du système PV connecté au réseau électrique.

**Mots clés :** Photovoltaïque, Hacheur, MPPT, P&O, commande MLI, Réseau électrique.

## Abstract

This work presents a study on the photovoltaic (PV) connected to the distribution of electrical power network. We conducted a general survey of the photovoltaic generator and its operation at maximum power using a boost chopper controlled by an MPPT algorithm P&O. Connecting the system with a low voltage network is done using a three-phase inverter controlled by the PWM technique. Simulation work using Matlab / Simulink has been made to review the operation of the PV system connected to the Electrical network.

**Key words:** Photovoltaic, chopper, MPPT, Inverter, PWM control, Electrical network.

## **Dédicace**

*Je dédie ce modeste travail à mes chers parents, à ma famille et à tous mes amis.*

**Messas Rabah**

*Je dédie ce modeste travail à la mémoire de mon père disparu trop tôt. Puisse*

*Dieu, le tout puissant, l'avoir en sa sainte miséricorde !*

*À ma famille et à tous mes amis.*

**Ourchane Mokhtar**

## **Remerciements**

Nous tenons à remercier notre encadreur BOUKLI-HACEN Omar d'avoir posé un sujet intéressant et pour ses conseils, sa disponibilité et pour nous avoir fait profiter de ses connaissances et de ses qualités tant professionnelles qu'humaines.

Nos respectueux remerciements à l'ensemble des membres du jury pour l'intérêt porté sur notre travail.

## Table des matières

Résumé.....	i
Dédicace.....	ii
Remerciements .....	iii
Table des matières .....	iv
Nomenclature .....	viii
Table des figures .....	ix
Introduction générale.....	1

### Chapitre I : Généralités sur les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau de distribution.

I.1. Introduction.....	3
I.2. État du photovoltaïque en Algérie.....	3
I.3. Gisement solaire .....	7
I.3.1. Le spectre solaire.....	7
I.4. Les générateurs photovoltaïques.....	8
I.4.1. L'effet photovoltaïque .....	8
I.4.2. La cellule photovoltaïque.....	9
I.5. Module photovoltaïque.....	11
I.5.1. Panneaux PV .....	11
I.5.2. Les caractéristiques d'un module PV .....	12
I.5.3. Facteurs limitatifs du rendement .....	14
I.5.3.1 Influence de l'éclairement.....	14
I.5.3.2. Influence de la température.....	14
I.5.3.3. Influence de la résistance série $R_s$ .....	15
I.5.3.4. Influence de la résistance parallèle $R_p$ .....	15
I.6. Les différents types du système PV.....	15
I.6.1. Systèmes photovoltaïques raccordés aux réseaux.....	16
I.6.2. Le photovoltaïque autonome (non raccordé au réseau électrique) .....	16

<b>I.6.3. Les systèmes hybrides.....</b>	<b>17</b>
<b>I.7. Conclusion.....</b>	<b>18</b>
<b>Chapitre II : Études et Modélisation des différents composants d'un système photovoltaïque raccordés au réseau électrique.</b>	
<b>II.1. Introduction.....</b>	<b>20</b>
<b>II.2. Architectures des systèmes PV connectés au réseau.....</b>	<b>20</b>
<b>II.3. Classification des centrales PV connectées au réseau.....</b>	<b>21</b>
<b>II.4. Modélisation d'un panneau (Cellule photovoltaïque) .....</b>	<b>22</b>
<b>II.5. Fonctionnement à puissance maximale.....</b>	<b>25</b>
<b>II.6. Constitution d'un générateur photovoltaïque (GPV) .....</b>	<b>26</b>
<b>II.6.1. Association des Cellules Photovoltaïques en Parallèle.....</b>	<b>26</b>
<b>II.6.2. Association des Cellules Photovoltaïques en Série.....</b>	<b>27</b>
<b>II.7. Systèmes photovoltaïque connecté directement au réseau.....</b>	<b>29</b>
<b>II.7.1. Structure à convertisseur unique.....</b>	<b>29</b>
<b>II.7.2. Structure avec bus à basse tension alternative.....</b>	<b>29</b>
<b>II.8. Systèmes photovoltaïques à bus continu intermédiaire.....</b>	<b>30</b>
<b>II.8.1. Structure avec convertisseur forward.....</b>	<b>30</b>
<b>II.8.2. Structure avec convertisseur de type fly-back.....</b>	<b>31</b>
<b>II.8.3. Structure avec hacheur et onduleur.....</b>	<b>31</b>
<b>II.9. Les systèmes PV connectés au réseau sans batterie de stockage.....</b>	<b>32</b>
<b>II.10. Les systèmes PV connectés au réseau avec batterie.....</b>	<b>33</b>
<b>II.11. Configuration des systèmes PV.....</b>	<b>33</b>
<b>II.11.1. Onduleur central (Central-plant inverter) .....</b>	<b>34</b>
<b>II.11.2. Hacheur (Multiple-string DC–DC) avec un onduleur.....</b>	<b>34</b>
<b>II.11.3. Onduleur Multiple-string.....</b>	<b>35</b>
<b>II.11.4. Onduleur modulaire (Module-integrated inverter) .....</b>	<b>35</b>
<b>II.12. Caractéristiques des onduleurs compatibles avec le réseau.....</b>	<b>36</b>
<b>II.13. Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau.....</b>	<b>36</b>
<b>II.14. Conclusion.....</b>	<b>36</b>

**Chapitre III : Convertisseurs de puissance pour les systèmes photovoltaïques  
raccordés au réseau électrique**

<b>III.1. Introduction.....</b>	<b>38</b>
<b>III.2. Les systèmes de conversion de puissance photovoltaïque Convertisseur</b>	<b>38</b>
<b>III.2.1. Définition des convertisseurs des systèmes photovoltaïques.....</b>	<b>39</b>
<b>III.3. Convertisseurs DC/DC pour les systèmes photovoltaïques.....</b>	<b>39</b>
<b>III.3.1. Définition d'un convertisseur DC/DC.....</b>	<b>39</b>
<b>III.3.2. Les types des convertisseurs DC-DC.....</b>	<b>39</b>
<b>III.3.2.1. Hacheur dévolteur (série) .....</b>	<b>40</b>
<b>III.3.2.2. Hacheur survolteur (parallèle ou Boost) .....</b>	<b>40</b>
<b>III.3.2.3. Hacheur dévolteur - survolteur (série-parallèle) .....</b>	<b>41</b>
<b>III.3.3. L'adaptation de la charge.....</b>	<b>41</b>
<b>III.4. Étude de l'hacheur survolteur d'un système photovoltaïque.....</b>	<b>42</b>
<b>III.4.1. Représentation d'un hacheur survolteur PV.....</b>	<b>42</b>
<b>III.5. Commande MPPT d'un convertisseur DC/DC.....</b>	<b>43</b>
<b>III.5.1 Les méthodes de poursuite de MPPT .....</b>	<b>43</b>
<b>III.5.1.1. Méthodes a contre réaction de tension .....</b>	<b>44</b>
<b>III.5.1.2. Méthodes a contre réaction de courant .....</b>	<b>44</b>
<b>III.5.1.3. Méthodes a contre réaction de puissance.....</b>	<b>44</b>
<b>III.5.2. Algorithme perturbation et observation.....</b>	<b>44</b>
<b>III.5.3. La méthode incrémentation de la conductance.....</b>	<b>45</b>
<b>III.6. Convertisseurs DC/AC.....</b>	<b>47</b>
<b>III.6.1. Modélisation de l'onduleur de tension triphasé à deux niveaux.....</b>	<b>47</b>
<b>III.6.2. La technique de modulation « Sinus-triangle » (ST-PWM) .....</b>	<b>49</b>
<b>III.6.2.1. Paramètres de la commande .....</b>	<b>51</b>
<b>III.7. Conclusion .....</b>	<b>52</b>

**Chapitre IV : Simulation d'un système photovoltaïque raccordé au réseau  
électrique**

<b>IV.1. Introduction .....</b>	<b>54</b>
---------------------------------	-----------

<b>IV.2. Système photovoltaïque connecté au réseau électrique proposé .....</b>	<b>54</b>
<b>IV.2.1. Générateur photovoltaïque .....</b>	<b>55</b>
<b>IV.2.2. Modèle de simulation.....</b>	<b>55</b>
<b>IV.2.3. Résultat de simulation du GPV .....</b>	<b>57</b>
<b>IV.3. Simulation du system photovoltaïque avec hacheur commandé enMPPT</b>	<b>58</b>
<b>IV.3.1. Modèle de simulation du hacheur survolteur .....</b>	<b>58</b>
<b>IV.3.2. Commande MPPT .....</b>	<b>58</b>
<b>IV.3.3. Schéma de simulation.....</b>	<b>59</b>
<b>IV.3.4. Résultat de simulation.....</b>	<b>60</b>
<b>IV.4. Simulation d'un onduleur triphasée et commande MLI.....</b>	<b>63</b>
<b>IV.4.1. Simulation d'un onduleur triphasée .....</b>	<b>63</b>
<b>IV.4.2. Simulation d'une commande MLI.....</b>	<b>63</b>
<b>IV.5. Réseau électrique.....</b>	<b>64</b>
<b>IV.5.1. Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau</b>	<b>65</b>
<b>IV.5.2. Perturbations des réseaux électriques.....</b>	<b>65</b>
<b>IV.6. Modélisation de réseau BT.....</b>	<b>66</b>
<b>IV.6.1. Modèle mathématique.....</b>	<b>66</b>
<b>IV.6.2. Schéma de simulation de réseau.....</b>	<b>67</b>
<b>IV.7. Simulation du système PV global raccordé au réseau .....</b>	<b>67</b>
<b>IV.7.1. Schéma de simulation .....</b>	<b>68</b>
<b>IV.8. Conclusion.....</b>	<b>70</b>
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>72</b>
<b>Références bibliographiques .....</b>	<b>74</b>



## Nomenclature

P <sub>m</sub>	Puissance maximal
I <sub>D</sub>	Courant de diode
I <sub>ph</sub>	Photocourant, dépendant de l'intensité de l'irradiation
I <sub>p</sub>	Le courant dérivé par la résistance parallèle
I <sub>0</sub>	Courant de saturation de diode, dépendant de la température
I <sub>CC</sub>	Le courant de court-circuit de référence
V <sub>CO</sub>	La tension de circuit ouvert.
V <sub>T</sub>	La tension thermique.
I <sub>CCr</sub>	Courant de court-circuit de référence.
R <sub>P</sub>	Résistance en parallèle
R <sub>S</sub>	Résistance en série
G	L'irradiation solaire
q	Charge d'électron $q=1.602 \cdot 10^{-19}$ C
K	Constante de Boltzmann $k=1.381 \cdot 10^{-23}$ J/K
N	Facteur de non idéalité de la jonction
T	La température effective de la cellule en kelvin
D	Est appelé rapport cyclique, et compris entre 0 et 1
PV	Photovoltaïque
GPV	Générateur Photovoltaïque
FF	Facteur de forme
MPPT	Maximum Power Point Tracking
P&O	Perturbation et Observation
DC	Courant Continu
AC	Courant Alternatif

## Table des figures

### Chapitre I

<b>Figure 1.1.</b>	Évolution de la consommation de l'énergie électrique en Algérie.....	5
<b>Figure 1.2.</b>	Perspectives d'insertion des énergies renouvelables dans la production nationale.....	5
<b>Figure 1.3.</b>	Installation du photovoltaïque en Algérie.....	6
<b>Figure 1.4.</b>	. Éclairage solaire.....	7
<b>Figure 1.5.</b>	Collision entre un photon et un atome.....	8
<b>Figure 1.6.</b>	Évolution de la taille des cellules silicium photovoltaïques ces dernières années.....	9
<b>Figure 1.7.</b>	Exemple d'un matériau semi-conducteur dopé (Le Silicium).....	10
<b>Figure 1.8.</b>	Schéma de principe de la conversion photoélectrique.....	12
<b>Figure 1.9.</b>	Module photovoltaïque.....	13
<b>Figure 1.10.</b>	Panneau photovoltaïque.....	10
<b>Figure 1.11.</b>	Facteur de forme pour une cellule PV.....	13
<b>Figure 1.12.</b>	Évolution de la caractéristique (I-V) et (PV) du module en fonction de l'éclairage.....	14
<b>Figure 1.13.</b>	Évolution de la caractéristique (I-V) (P-V) du module en fonction de la température.....	14
<b>Figure 1.14.</b>	Classification des systèmes photovoltaïques.....	15
<b>Figure 1.15.</b>	Système photovoltaïque connecté au réseau.....	16
<b>Figure 1.16.</b>	Schéma d'un système photovoltaïque autonome non raccordé au réseau	17
<b>Figure 1.17.</b>	Système photovoltaïque hybride (PV-éolienne-groupe diesel).....	17

### Chapitre II

<b>Figure 2.1.</b>	Types d'injection d'énergie PV au réseau.....	20
<b>Figure 2.2.</b>	Architectures des systèmes PV connectés au réseau.....	21
<b>Figure 2.3.</b>	Modélisation du circuit électrique équivalent d'une cellule PV.....	22

<b>Figure 2.4.</b>	Caractéristiques I(V) et P(V) d'un générateur PV.....	26
<b>Figure 2.5.</b>	Schéma de 3 cellules photovoltaïques associées en parallèle.....	27
<b>Figure 2.6.</b>	Caractéristique P-V des cellules PV racc. En série.....	27
<b>Figure 2.7.</b>	Caractéristique I-V des Cellules PV racc. en parallèle.....	27
<b>Figure 2.8.</b>	Schéma de 3 cellules photovoltaïques associées en parallèle.....	28
<b>Figure 2.9.</b>	Caractéristique P-V des cellules PV racc. En série.....	28
<b>Figure 2.10.</b>	Caractéristique P-V des Cellules PV racc. En parallèle.....	28
<b>Figure 2.11.</b>	Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur.....	29
<b>Figure 2.12.</b>	Bus à basse tension alternative.....	30
<b>Figure 2.13.</b>	Convertisseur de type forward alimentant le bus continu.....	30
<b>Figure 2.14.</b>	Structure avec convertisseur de type fly-back.....	31
<b>Figure 2.15.</b>	Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé.....	32
<b>Figure 2.16.</b>	Système PV connecté au réseau sans batterie de stockage.....	33
<b>Figure 2.17.</b>	Système PV connecté au réseau avec batterie.....	33
<b>Figure 2.18.</b>	Onduleur central (Central-plant inverter).....	34
<b>Figure 2.19.</b>	Hacheur (Multiple-string DC-DC) et l'onduleur.....	34
<b>Figure 2.20.</b>	Onduleur Multiple-string.....	35
<b>Figure 2.21.</b>	Onduleur modulaire (Module-integrated inverter).....	35

### **Chapitre III**

<b>Figure 3.1.</b>	Le système complet de conversion de l'énergie photovoltaïque.....	38
<b>Figure 3.2.</b>	Schémas de principe d'un hacheur série.....	40
<b>Figure 3.3.</b>	Schémas de principe d'un hacheur parallèle.....	40
<b>Figure 3.4.</b>	Schémas de principe d'un hacheur série-parallèle.....	41
<b>Figure 3.5.</b>	Répartition de la caractéristique selon le fonctionnement du hacheur utilisé.....	42
<b>Figure 3.6.</b>	Schéma d'un hacheur parallèle (boost) raccordé au générateur photovoltaïque.....	42
<b>Figure 3.7.</b>	Chaîne de conversion d'énergie solaire comprenant une commande MPPT.....	43

<b>Figure 3.8.</b>	Algorithme de perturbation et de l'observation (P & O).....	45
<b>Figure 3.9.</b>	Trajectoire par Incrémentation de Conductance.....	46
<b>Figure 3.10.</b>	Algorithme d'incrémentation de la conductance.....	46
<b>Figure 3.11.</b>	Schéma de principe d'un onduleur de tension alimentant une charge triphasée équilibrée.....	48
<b>Figure 3.12.</b>	Signaux de modulation sinus-triangle et principe de sa commande.....	51

### **Chapitre IV**

<b>Figure 4.1.</b>	Schéma synoptique d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique.....	54
<b>Figure 4.2.</b>	. Bloc Simulink représentant le GPV.....	55
<b>Figure 4.3.</b>	Schéma bloc du GPV sous Simulink.....	56
<b>Figure 4.4.</b>	Masque des paramètres du GPV.....	56
<b>Figure 4.5.</b>	Système permettant d'obtenir les caractéristiques du GPV.....	57
<b>Figure 4.6.</b>	Caractéristique I/V du GPV.....	57
<b>Figure 4.7.</b>	Caractéristique P/V du GPV.....	57
<b>Figure 4.8.</b>	Schéma de simulation d'un hacheur boost.....	58
<b>Figure 4.9.</b>	Schéma de simulation de l'algorithme de perturbation et de l'observation (P & O).....	59
<b>Figure 4.10.</b>	Schéma de simulation d'un PV et un hacheur commandé en MPPT...	59
<b>Figure 4.11.</b>	Variation du niveau de rayonnement .....	60
<b>Figure 4.12.</b>	La tension et le courant du GPV .....	61
<b>Figure 4.13.</b>	La puissance du GPV .....	61
<b>Figure 4.14.</b>	Le rapport cyclique .....	62
<b>Figure 4.15.</b>	Le Courant et la tension de sortie du hacheur .....	62
<b>Figure 4.16.</b>	Schéma de simulation d'un onduleur triphasée.....	63
<b>Figure 4.17.</b>	Schéma de simulation d'une commande MLI.....	63
<b>Figure 4.18.</b>	Schéma générale de production, transport et distribution de l'énergie Électrique.....	64
<b>Figure 4.19.</b>	Système de tensions triphasé équilibré.....	66
<b>Figure 4.20.</b>	Schéma de simulation de réseau.....	67

<b>Figure 4.21</b>	Schéma électrique global PV raccordé au réseau.....	67
<b>Figure 4.22.</b>	Variation du niveau de rayonnement .....	68
<b>Figure 4.23.</b>	Puissance du GPV .....	69
<b>Figure 4.24.</b>	Courant injecté au réseau .....	69
<b>Figure 4.25.</b>	Tension simple de l'onduleur .....	70
<b>Figure 4.26.</b>	Rapport cyclique .....	73

# **Introduction Générale**

## **Introduction générale**

Les énergies renouvelables se manifestent comme une solution potentielle à la réduction de la pollution. Parmi les moyens de production prometteurs (éolien, hydraulique...), le photovoltaïque (PV) apparaît aujourd'hui comme le plus approprié et le plus abouti à la production d'électricité d'origine renouvelable.

Le système PV raccordé au réseau électrique peut servir à fournir d'importantes quantités d'énergie. Cependant, cela nécessite un énorme investissement qui rend le coût de l'électricité produite très élevé. Hormis ses avantages, l'énergie solaire présente quelques inconvénients, par son intensité variable, son caractère intermittent et son coût. La modélisation et la simulation de systèmes utilisant ses énergies sont donc nécessaires pour pouvoir optimiser le rendement de la production.

Notre objectif dans ce présent travail est l'étude de la connexion au réseau électrique d'un générateur photovoltaïque GPV, réalisé en quatre chapitres et une conclusion générale :

Au premier chapitre, on s'intéresse à la description générale et le principe de fonctionnement des systèmes photovoltaïques PV.

Le second chapitre présente la modélisation du système photovoltaïque raccordé au réseau électrique et ses caractéristiques.

Le troisième chapitre décrit une étude préliminaire des convertisseurs DC/DC et DC-AC, leur principe de fonctionnement et les différents types existants. Nous avons aussi présenté leur modèle mathématique ainsi que leur commande.

Le quatrième chapitre est consacré à la simulation de la commande d'un système PV de génération d'énergie connecté au réseau électrique via un onduleur à (MLI) d'une part, et alimentant une charge (RL) équilibrée d'autre part. La technique de commande par (MLI) a été appliquée, l'amplification de la tension du générateur photovoltaïque est assurée par un adaptateur d'impédance (hacheur survolteur). Le réglage du bus continu offre la possibilité de gérer le flux des puissances au niveau du bus continu qui permet d'imposer une puissance de référence à transiter au réseau. L'étude par simulation est effectuée sous l'environnement Matlab/Simulink.

# Chapitre I

## Généralités sur les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau de distribution.



## **Chapitre I Généralités sur les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau de distribution**

### **I.1. Introduction**

La découverte de l'effet photovoltaïque a été réalisée par A.-E. Becquerel en 1839 et Einstein en expliqua les mécanismes en 1912. Becquerel découvrit que certains matériaux délivrent une petite quantité d'électricité quand on les expose à la lumière. Cet effet est étudié dans les solides tels que le sélénium par Heinrich Hertz dès les années 1870 avec des rendements de l'ordre de 1%, ce matériau est adopté rapidement par les photographes comme luxmètre [1]. En 1954, la première cellule solaire au silicium cristallin a été fabriquée aux États-Unis par la société Bell Téléphone Laboratoires, avec un rendement de 4 % à partir du procédé de tirage Czochralski. En 1958 le satellite américain Vanguard I a été lancé, équipé de six panneaux recouverts de cellules au silicium ayant un rendement moyen de 6%. Depuis, les modules PV, choisis pour minimiser le rapport poids/puissance électrique délivrée, équipent tous les satellites. C'est au début des années 1980 que le PV et les autres énergies renouvelables vont connaître leur premier essor "terrestre" avant le redémarrage observé au cours des années 1990. Les applications spatiales ont donc permis initialement un apprentissage et une maîtrise graduelle, mais relativement rapide, de l'utilisation des cellules PV au silicium cristallin, même si la découverte scientifique principale est-elle ancienne [1].

Ce chapitre est consacré à la description du système photovoltaïque, son principe de fonctionnement, ses différentes composantes, ses caractéristiques et sa source qui est le rayonnement solaire.

### **I.2. État du photovoltaïque en Algérie**

Le monde présente un déficit en énergie électrique devant une demande qui ne cesse de croître de manière exponentielle [1] (Exemple de l'Algérie dans la figure 1.1). Avec le coût élevé relatif à la réalisation d'une centrale classique de production d'énergie électrique y compris le réseau de transport, l'énergie photovoltaïque (PV) peut contribuer à résoudre ce problème, par la possibilité de produire une électricité propre, plus accessible et très adaptée à la production décentralisée pour les régions isolées et dotées d'un fort potentiel énergétique solaire. L'objectif de l'Algérie est d'atteindre une contribution des énergies renouvelables de l'ordre de 5% dans le bilan national d'ici à 2015 et 40 % à l'horizon 2030 (Figure 1.2) à travers les filières, photovoltaïque, thermique solaire et éolienne [1].

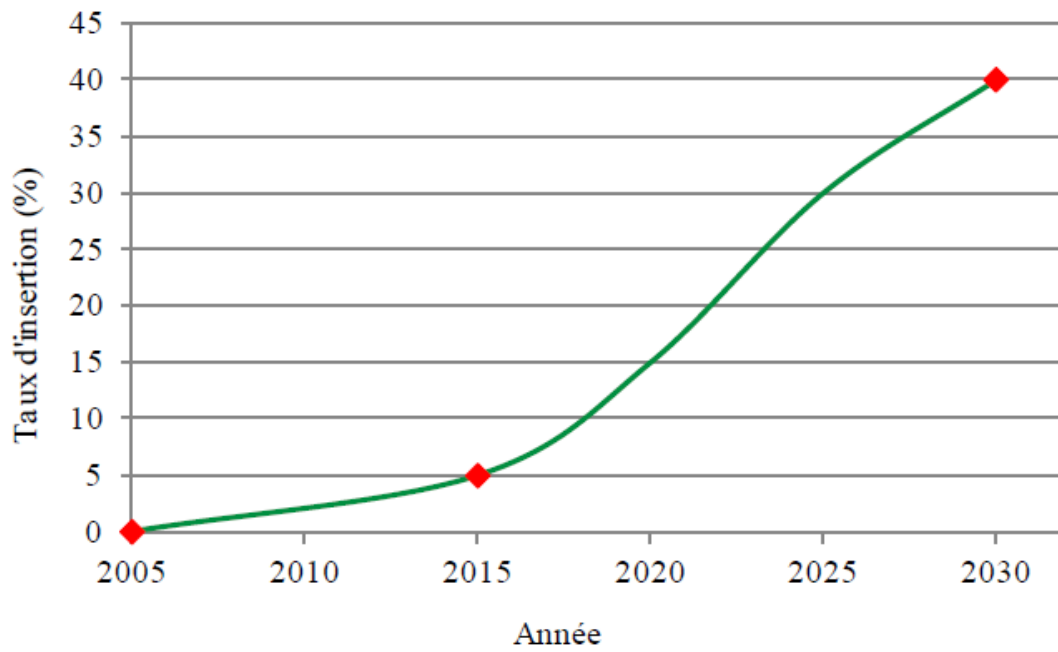


Figure 1.1. Évolution de la consommation de l'énergie électrique en Algérie [1].

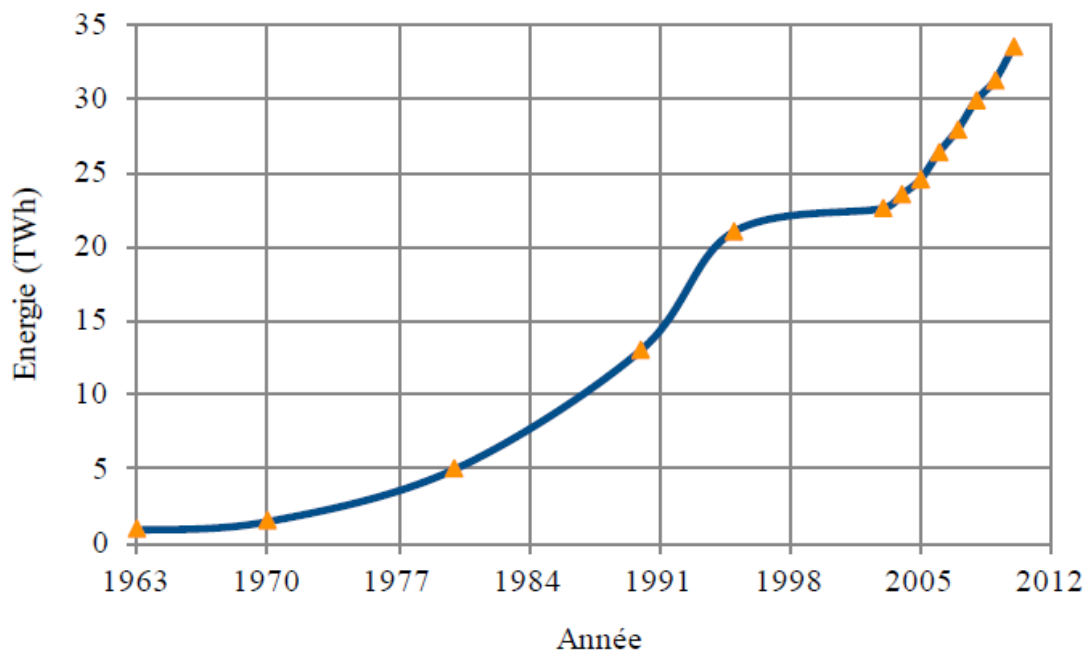


Figure 1.2. Perspectives d'insertion des énergies renouvelables dans la production nationale [1].

Les perspectives du secteur de l'énergie en Algérie préconisent l'accroissement de la contribution des énergies renouvelables dans le bilan énergétique national. La production d'électricité par les énergies renouvelables à l'échelle nationale représente 0,028 % du bilan de production en 2005 [1]. Pour le photovoltaïque, en 2007 le parc solaire en fonctionnement est de 108 installations PV, d'une puissance crête de 453 kWc. À partir de 2007, dans le cadre de l'électrification rurale, il est prévu l'électrification de 500 foyers par an à raison d'une moyenne de 0,75 kW par foyer [1].

La figure 1.3 ci-dessous montre la distribution de l'électrification solaire PV existante et programmée entre 2005 et 2009 [1]. L'avantage d'une production décentralisée est de produire de l'énergie directement sur les sites de consommation pour une alimentation locale. Dans ce cas, l'insertion du PV a un impact sur le développement, l'économie et l'environnement.

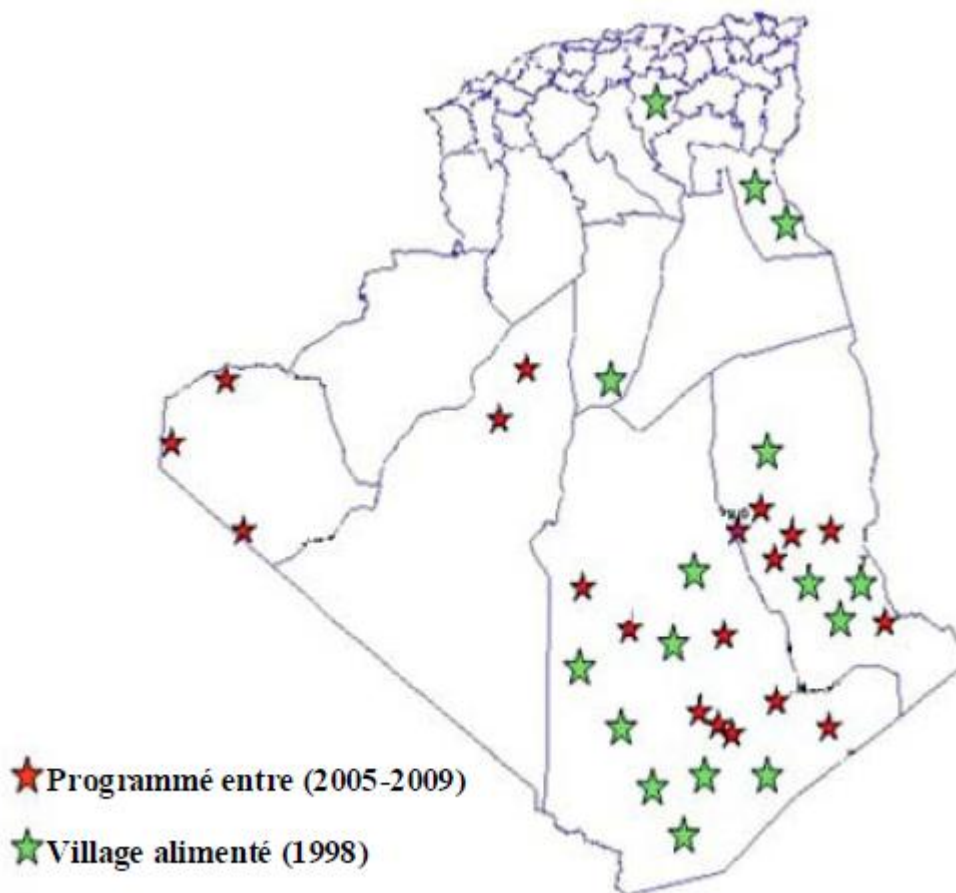


Figure 1.3. Installation du photovoltaïque en Algérie [1].

### I.3. Gisement solaire

Comme pour toutes les applications de l'énergie solaire, une bonne connaissance du gisement solaire est nécessaire à l'étude des systèmes photovoltaïques. Par gisement solaire, on entend ici les différentes caractéristiques du rayonnement solaire, susceptibles d'influencer les performances d'un système en un lieu donné. Dans un premier temps, on rappellera quelques données de base concernant le spectre du rayonnement solaire.

#### I.3.1. Le spectre solaire

Le spectre du rayonnement électromagnétique solaire comporte une très grande étendue, depuis les rayonnements radio jusqu'aux rayons X. On distingue en général le spectre continu, qui est sensiblement celui d'un corps noir à environ 6000°K et le spectre réel d'émission du soleil [2].

Le Soleil émet un rayonnement électromagnétique qui composé de « grains » de lumière appelés photons compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10 microns ( $\mu\text{m}$ ).

La figure 1.4 présente la courbe d'énergie du corps noir à 6000 K, le rayonnement solaire hors de l'atmosphère et le rayonnement solaire au niveau de la mer en fonction de la longueur d'onde. Ces courbes montrent que 9,2% de l'énergie de ce spectre se trouve dans l'ultraviolet, 42,4% dans le visible et 48,4% dans l'infrarouge [3].

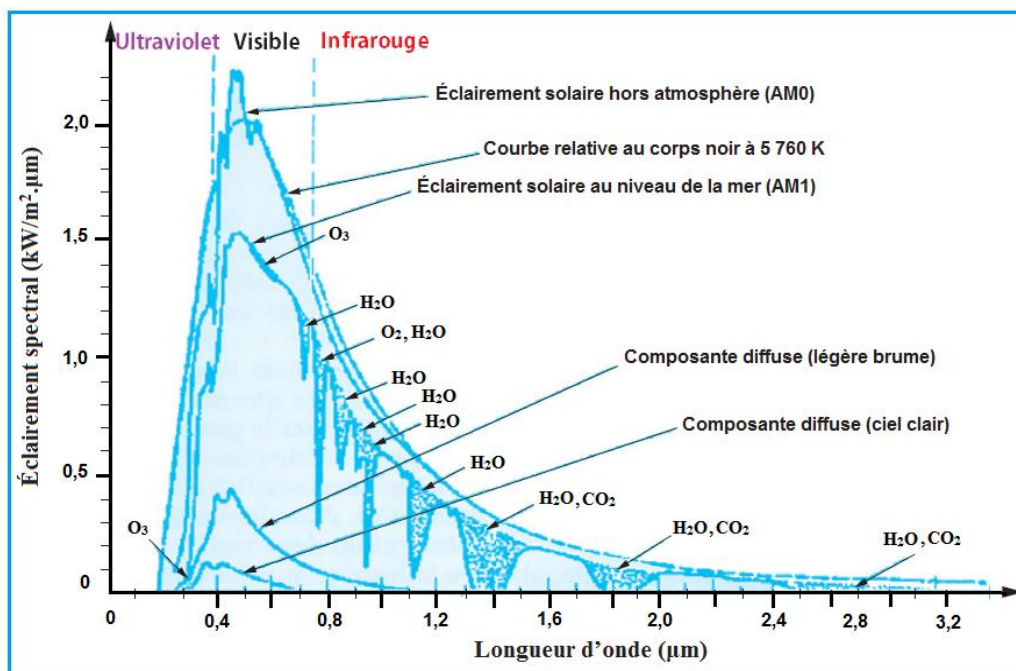


Figure 1.4. Éclairement solaire [4].

L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde  $\lambda$  où plus la longueur d'onde courte, plus l'énergie du photon est grande comme indique la relation suivante [5] :

$$E_{\text{ph}} = h \cdot \frac{c}{\lambda} \quad (1.1)$$

Où :  $h$  est la constante de Planck et  $c$  la vitesse de la lumière.

## I.4. Les générateurs photovoltaïques

### I.4.1. L'effet photovoltaïque

Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau, il passe une partie de son énergie par collision à un électron l'arrachant littéralement de la matière (figure 1.5). Ce dernier étant précédemment à un niveau d'énergie inférieur où il était dans un état stable passe alors vers un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière se traduisant par une paire électron-trou, de même énergie électrique [6].

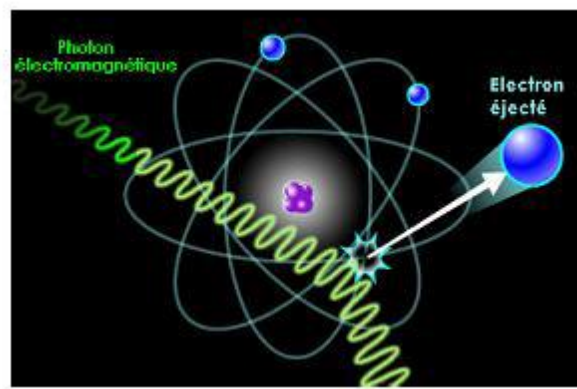


Figure 1.5. Collision entre un photon et un atome [7].

L'effet photovoltaïque permet de transformer directement la lumière solaire en énergie électrique. Il se manifeste par l'apparition d'une différence de potentiel à la jonction entre un métal et un semi-conducteur ou entre deux semi-conducteurs lorsque le dispositif reçoit un rayonnement lumineux de longueur d'onde adéquate. Industriellement les matériaux les plus utilisés sont à base de silicium [6].

Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique. De même, toute l'énergie des photons n'arrivant pas à se transformer en électricité est absorbée par le matériau sous forme thermique. Le matériau

constituant les capteurs PV a alors sa température interne qui augmente proportionnellement à l'énergie solaire reçue. Le taux de conversion photon-électron est faible car un certain nombre de conditions doivent être réunies pour que ce phénomène se produise [6].

## **I.4.2. La cellule photovoltaïque**

### **A) Structure et principe de fonctionnement**

Les photopiles ou cellules photovoltaïques (figure 1.6) sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité. Par un processus appelé « effet photovoltaïque », a été découverte par E. Becquerel en 1839 [6]. Celui-ci consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière.



Figure 1.6. Évolution de la taille des cellules silicium photovoltaïques ces dernières années

Ces cellules sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs, c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants comme les transistors ou les puces dans un ordinateur. On peut la représenter comme une diode plate qui est sensible à la lumière.

Le fonctionnement de la photopile est basé sur les propriétés électroniques acquises par le silicium quand des atomes étrangers en petit nombre (des "impuretés") sont substitués à des atomes de silicium dans un réseau cristallin (figure 1.7) : c'est ce que l'on appelle le dopage : C'est une technique est utilisée pour tous les semi-conducteurs [6].

Donc, le but de la structure photovoltaïque, c'est de créer un champ électrique interne.

**Silicium dopé**

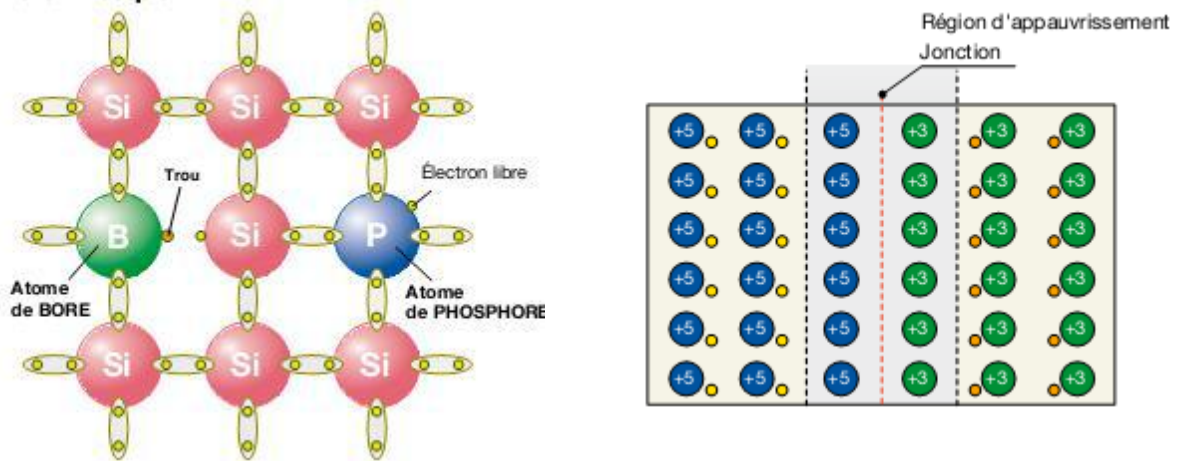


Figure 1.7. Exemple d'un matériau semi-conducteur dopé (Le Silicium).

**B) La jonction p-n :**

La jonction p-n de ces deux matériaux fonctionne comme une diode. Lorsque cette diode est exposée à des photons (figure 1.8) dont l'énergie ( $h\nu$ ) est supérieure à celle de l'énergie du matériau appelée l'énergie de bande gap ( $E_g$ ), le nombre d'électrons libres du semi-conducteur de type-p et celui de trous du semi-conducteur de type-n augmente considérablement. Si les photons incidents ont une énergie inférieure à  $E_g$ , ils ne seront pas absorbés c'est-à-dire leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque [6].

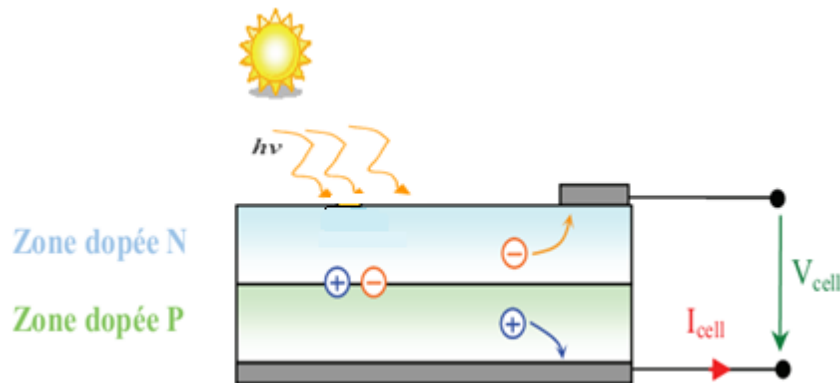


Figure 1.8. Schéma de principe de la conversion photoélectrique.

La structure la plus simple d'une cellule photovoltaïque comporte une jonction entre deux zones dopées différemment du même matériau (homo-jonction) ou entre deux matériaux différents (hétérojonction) [8] :

- ✓ Si l'atome d'impureté contient plus d'électrons que le silicium, le matériau contiendra des électrons libres en excès : il sera dit de type "n" (figure 1.8), dopage au phosphore) ;

- ✓ Si l'atome d'impureté contient moins d'électrons que le Silicium, le matériau sera déficitaire en électrons : il sera dit de type "p" (figure 1.8, dopage au bore).

## **I.5. Module photovoltaïque**

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur de très faible puissance vis-à-vis des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. Une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés délivre, au maximum, quelques watts sous une tension inférieure au volt (tension de jonction PN). Pour produire plus de puissance, plusieurs cellules doivent être assemblées afin de créer un module (figure 1.9.a). La connexion en série des cellules permet d'augmenter facilement la tension de l'ensemble, tandis que la mise en parallèle permet d'accroître le courant [9].

Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (éthylène-vinyl- acétate) (figure 1.9.b) et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière d'une ou de polyéthylène [9].

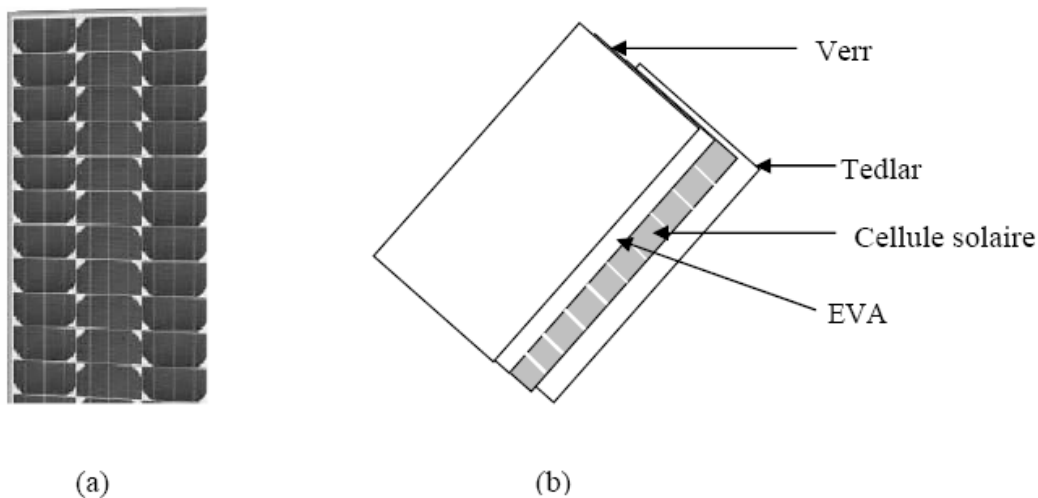


Figure 1.9. Module photovoltaïque.

### **I.5.1. Panneaux PV**

Afin d'obtenir des puissances de quelques KW à quelques MW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en série (augmenté la tension) et en parallèle (augmenté le courant) pour former un panneau (Figure 1.10).

La quantité d'électricité dans l'ensemble des composants du panneau PV dépend :

- ✓ Des besoins en électricité ;



- ✓ De la taille du panneau ;
- ✓ De l'ensoleillement du lieu d'utilisation ;
- ✓ De la saison d'utilisation.



Figure 1.10. Panneau photovoltaïque

### I.5.2. Les caractéristiques d'un module PV

- **La tension en circuit ouvert  $V_{co}$**  : Si l'on place une photopile sous une source lumineuse constante, sans aucune charge à son borne, celle-ci va produire une tension continue d'environ 0,6 V, appelée tension en circuit ouvert  $V_{CO}$  ou à vide (elle varie légèrement avec la température et l'éclairement) [10].
- **Le courant de court-circuit  $I_{cc}$**  : À l'inverse du cas précédent, si l'on place une photopile en court-circuit, elle va débiter un courant maximal à tension nulle. Ce courant est dit courant de court-circuit  $I_{CC}$ . De plus, comme nous l'avons vu au paragraphe précédent, le photo-courant fourni par la cellule est proportionnel à l'intensité lumineuse et à la surface du panneau mis en œuvre, Ainsi, plus ces deux paramètres seront élevés, plus l'intensité produite sera grande [10].
- **La puissance de crête,  $P_c$**  : L'objectif principal de l'utilisateur de générateur photovoltaïque est que l'énergie produite soit la plus optimale possible, c'est la puissance électrique maximum que peut fournir le module, qui est associé à une tension maximale  $U_m$  et à une intensité maximale  $I_m$ . Lorsqu'il est question de puissance maximale dans les conditions normalisées d'ensoleillement STC standard (25°C et un éclairement de 1000 W/m<sup>2</sup>), on parle alors de puissance crête, mesurée en watts-crête (Wc) [10].

- **La caractéristique I=f (V) :** Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- **Point de fonctionnement optimum, Pm (Vm, Im) :** Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil,  $P_m = V_{op} \times I_{op}$
- **Le rendement :** Le rendement énergétique est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale produite et la puissance du rayonnement solaire parvenant au module. Soit S la surface du module et E l'éclairement en  $W/m^2$ , ce rendement a pour formule [10] :

$$\eta = \frac{P_m}{S * E} \quad (1.5)$$

- **Le facteur de forme :** Le facteur de forme est un paramètre important souvent utilisé à partir de la caractéristique I(V) pour évaluer la qualité d'une cellule ou d'un générateur PV. Il est illustré sur la (figure 1.11). Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée  $P_{max}$  et la puissance formée par le rectangle  $I_{CC} * V_{CO}$ . Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de révolutions technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales [11].

$$FF = \frac{P_m}{V_{oc} * I_{cc}} \quad (1.6)$$

Le facteur de forme pour une cellule de bonne qualité est supérieur à 0.7, Il diminue avec l'augmentation de la température.

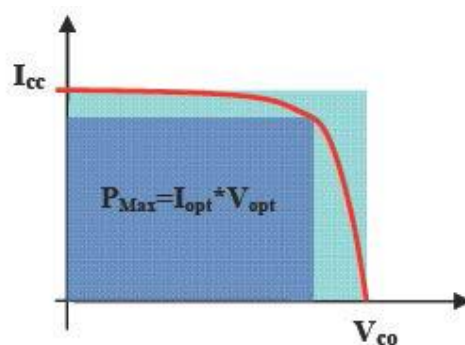


Figure 1.11. Facteur de forme pour une cellule PV.

### I.5.3. Facteurs limitatifs du rendement

#### I.5.3.1 Influence de l'éclairement

Le courant  $I_{cc}$  varie directement avec le rayonnement lumineux (la relation est proportionnelle), la tension restant relativement constante. On remarque dans la (figure 1.12) que le courant optimal est très sensible à l'éclairement. Par contre la tension optimale varie très peu avec l'éclairement [12].

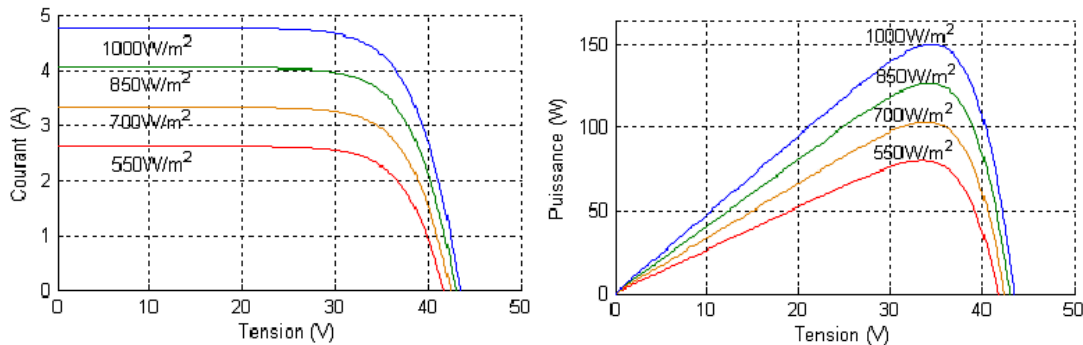


Figure 1.12. Évolution de la caractéristique (I-V) et (P-V) du module en fonction de l'éclairement [12].

#### I.5.3.2. Influence de la température

Quand la température diminue, la tension à vide augmente, mais le courant de court-circuit diminue dans des proportions moindres (Figure 1.13). La diminution du courant de saturation est la principale cause de la chute de courant à basse température.

Aussi, on considère en première approximation que le fonctionnement optimal du générateur PV correspond sensiblement à un fonctionnement à tension optimale constante [12].

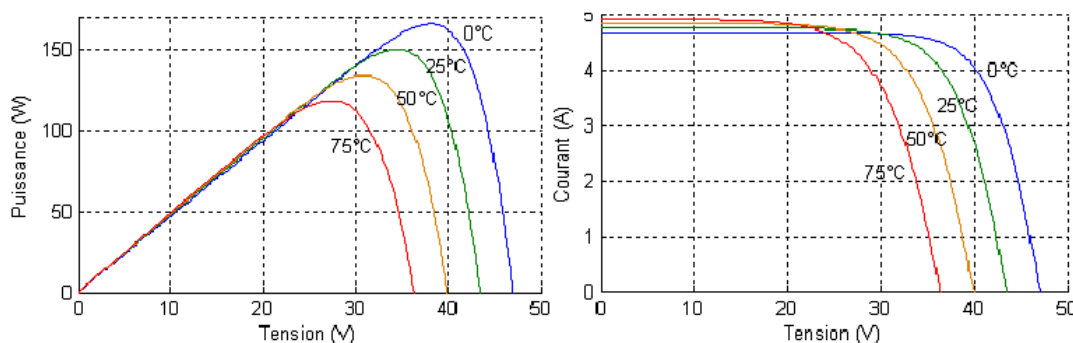


Figure 1.13. Évolution de la caractéristique (I-V) (P-V) du module en fonction de la température. [12].

### I.5.3.3. Influence de la résistance série $R_s$

La résistance série caractérise les pertes par effets Joule de la résistance propre du semi-conducteur et les pertes à travers les grilles de collectes et les mauvais contacts ohmiques de la cellule.

Les contacts semi-conducteur-électrodes à résistance élevée abaissent appréciablement la tension et le courant de sortie ce qui va limiter le rendement de conversion [13].

### I.5.3.4. Influence de la résistance parallèle $R_p$

La résistance parallèle (ou shunt) caractérise les pertes par recombinaison des porteurs dues aux défauts structuraux du matériau épaisseurs des régions N et P et de la zone de charge et d'espace.

L'existence des fissures et des défauts des structures complexes le siège de phénomène physique devient assimilable aussi à une résistance parallèle ( $R_p$ ). Ordre de grandeur de  $R_p$  pour une cellule au Si :  $R_p = 10^2$  à  $10^4 \Omega$ .  $R_p$  augmente avec le groupement série de cellules solaires et diminue avec une connexion parallèle. [13]

## I.6. Les différents types du système PV

L'énergie photovoltaïque est exploitable aussi bien en montagne dans un village isolé que dans le centre d'une grande ville. Produite au plus près de son lieu de consommation, directement chez l'utilisateur, elle peut être utilisée de deux manières : soit elle est raccordée au réseau électrique, soit elle apporte de l'électricité à des sites isolés. Elle peut être utilisée avec d'autres énergies renouvelables d'où le nom de système hybride (voir figure 1.14) [11].

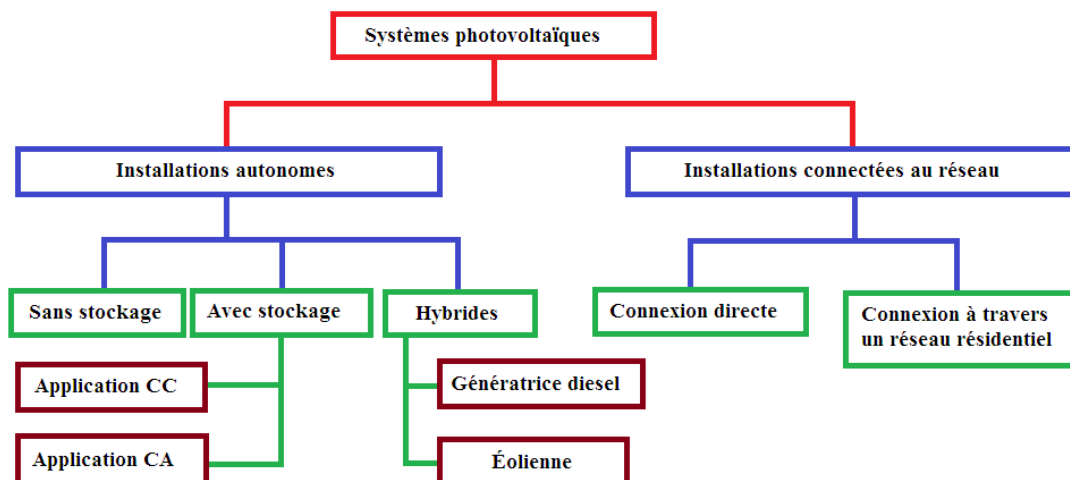


Figure 1.14. Classification des systèmes photovoltaïques.

### I.6.1. Systèmes photovoltaïques raccordés aux réseaux

Les centrales photovoltaïques, représentant plusieurs dizaines, voire plusieurs centaines de MW, se développent dans différents pays.

Sur le bâti, il existe un potentiel très important de surfaces pouvant accueillir l'énergie photovoltaïque et, dans la plupart des pays, les panneaux photovoltaïques sont installés en toiture.

Mais, Dans une centrale au sol, les modules photovoltaïques peuvent être fixés sur un angle d'exposition optimal au soleil, ou montés sur un ou deux axes motorisés permettant aux capteurs de suivre la trajectoire du soleil. Ce système de « tracker » permet d'augmenter le rendement solaire de près de 30 %, mais les coûts d'investissement et de maintenance sont plus élevés [11] (voir figure 1.15).

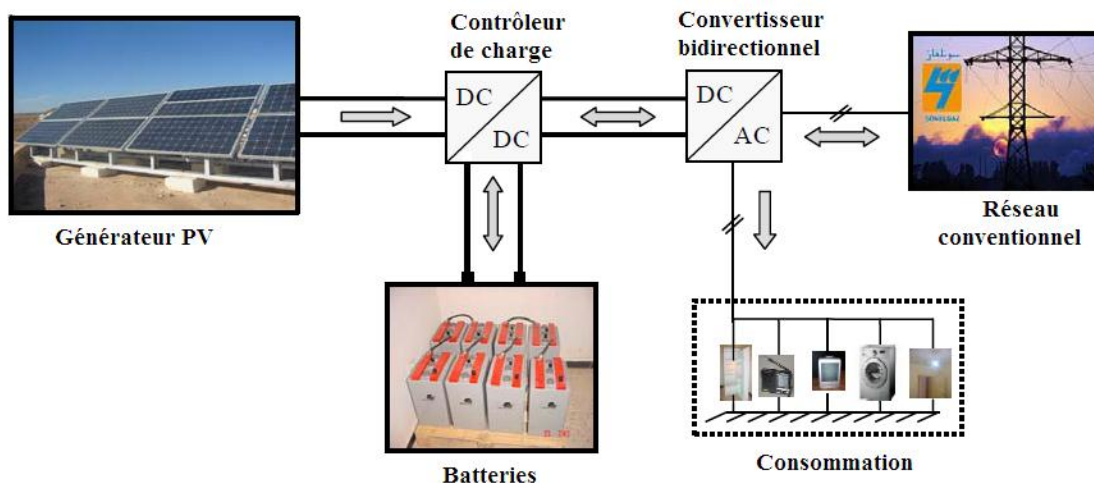


Figure 1.15. Système photovoltaïque connecté au réseau [1].

### I.6.2. Le photovoltaïque autonome (non raccordé au réseau électrique)

L'électricité photovoltaïque ne nécessite pas de réseau électrique. C'est pourquoi elle constitue une énergie précieuse pour les pays en développement, qui ne disposent pas de réseau électrique, et pour les sites isolés.

Deux millions de personnes n'ont pas accès à l'électricité dans le monde et 80 % d'entre elles vivent en milieu rural où la faible densité de population rend prohibitif le coût du raccordement au réseau électrique public. Le photovoltaïque permet de couvrir à moindre coût la plupart des besoins de la population. Les applications domestiques fournissent l'électricité nécessaire à l'éclairage et au fonctionnement des équipements de communication. Le photovoltaïque est également utilisé pour satisfaire d'autres besoins fondamentaux : l'accès à l'eau potable assuré par des panneaux photovoltaïques utilisés pour le pompage et la purification de l'eau. Il existe également des systèmes photovoltaïques autonomes, de plus

forte puissance, qui alimentent en électricité des écoles et des hôpitaux. En moyenne, une surface de 10 m<sup>2</sup> de panneaux photovoltaïques suffit pour alimenter un petit centre médical en Afrique [11] (voir figure 1.16).

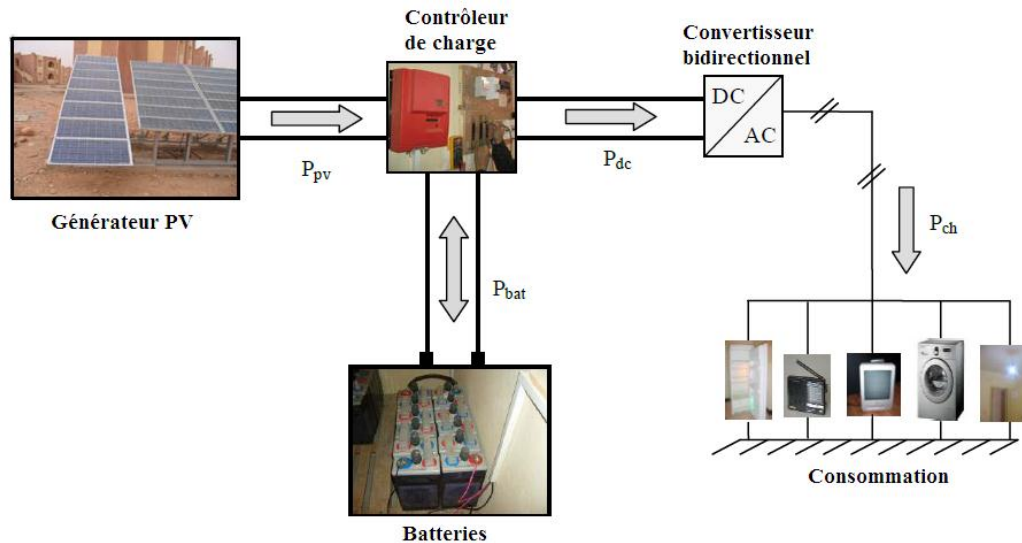


Figure 1.16. Schéma d'un système photovoltaïque autonome non raccordé au réseau [1].

### I.6.3. Les systèmes hybrides

Les applications hybrides permettent d'utiliser différentes sources renouvelables (photovoltaïque, éolien, petite hydraulique, biomasse...) afin de mieux garantir la qualité de l'approvisionnement en électricité. Dans tous les cas, ces systèmes hybrides sont couplés avec des batteries. D'une manière générale, les énergies éolienne et photovoltaïque constituent deux solutions complémentaires permettant d'électrifier, efficacement et à moindre coût, les sites isolés [11] (voir figure 1.17).

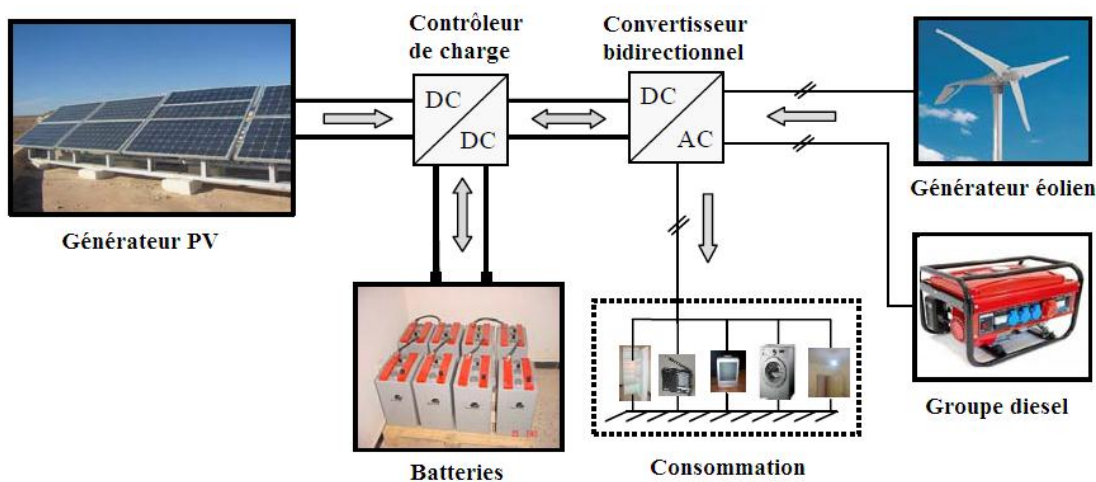


Figure 1.17. Système photovoltaïque hybride (PV-éolienne-groupe diesel) [1].

## **I.7. Conclusion**

Dans ce chapitre, on a présenté des généralités sur la source photovoltaïque (qui est le rayonnement solaire), ses caractéristiques et les techniques de son utilisation. On a aussi énuméré les différents éléments qui composent une installation photovoltaïque à partir des panneaux solaires qui produisent l'énergie renouvelable jusqu'à son utilisation à domicile et à son injection dans le réseau électrique, ce qui permet d'introduire à la modélisation et l'analyse de ce système, chose qu'on va présenter dans le chapitre II.

# Chapitre II

## Études et Modélisation des différents composants d'un système photovoltaïque raccordés au réseau électrique



## Chapitre II

### Modélisation des différents composants d'un système photovoltaïque raccordés au réseau électrique

#### II.1. Introduction

Dans les systèmes PV connectés au réseau électrique, le champ PV est directement couplé au réseau à l'aide d'un onduleur ou un étage de convertisseurs continu-continu/continu-alternatif.

Il y a un certain nombre de contraintes technologiques qui sont associées à cette liaison, en particulier la qualité du signal électrique 220 V réinjecté sur le réseau. Pour des raisons de sécurité, l'onduleur couplé au réseau doit constamment surveiller toute éventuelle perturbation pouvant subvenir sur le réseau et interrompre immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure.

Dans ce chapitre, une étude descriptive générale des systèmes photovoltaïques reliés au réseau électrique est présentée. Cette étude comprend : la conception des systèmes photovoltaïques, leurs types, les problèmes produits, les techniques et les conditions des normes d'interconnexions.

#### II.2. Architectures des systèmes PV connectés au réseau

En fonction des contrats de vente de l'énergie, on distingue les raccordements à injection totale dans laquelle l'opérateur principal rachète toute l'énergie PV produite, et les raccordements à injection partielle où le surplus l'énergie PV produite est injectée. Les (figures 2.1.a et 2.1.b) suivantes illustrent les deux cas de configuration.

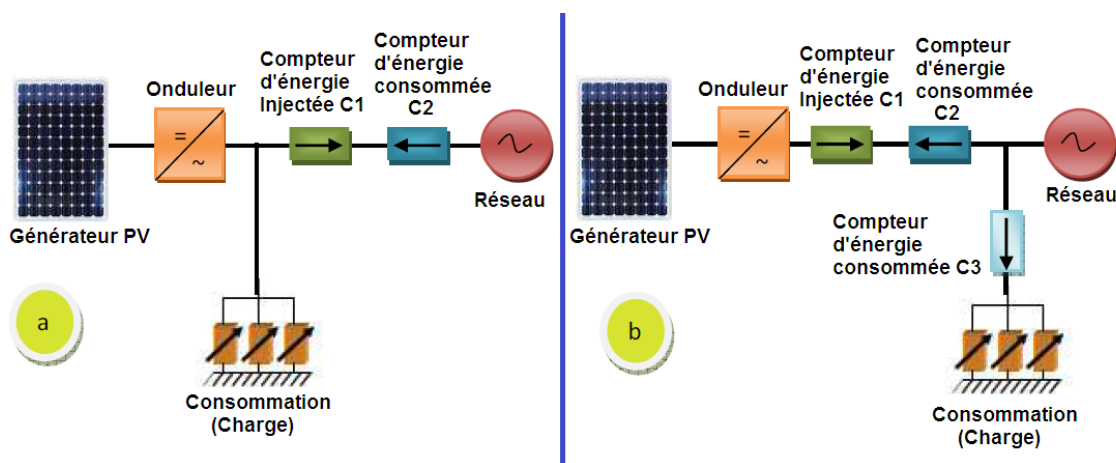


Figure 2.1. Types d'injection d'énergie PV au réseau [14].

En fonction des applications, les systèmes PV connectés au réseau peuvent être avec ou sans stockage. Un bus intermédiaire peut souvent être placé entre l'onduleur et le générateur PV.

Les (figures 2.2.a-2.2.b-2.2.c) montrent les différentes architectures des systèmes PV connectés au réseau.

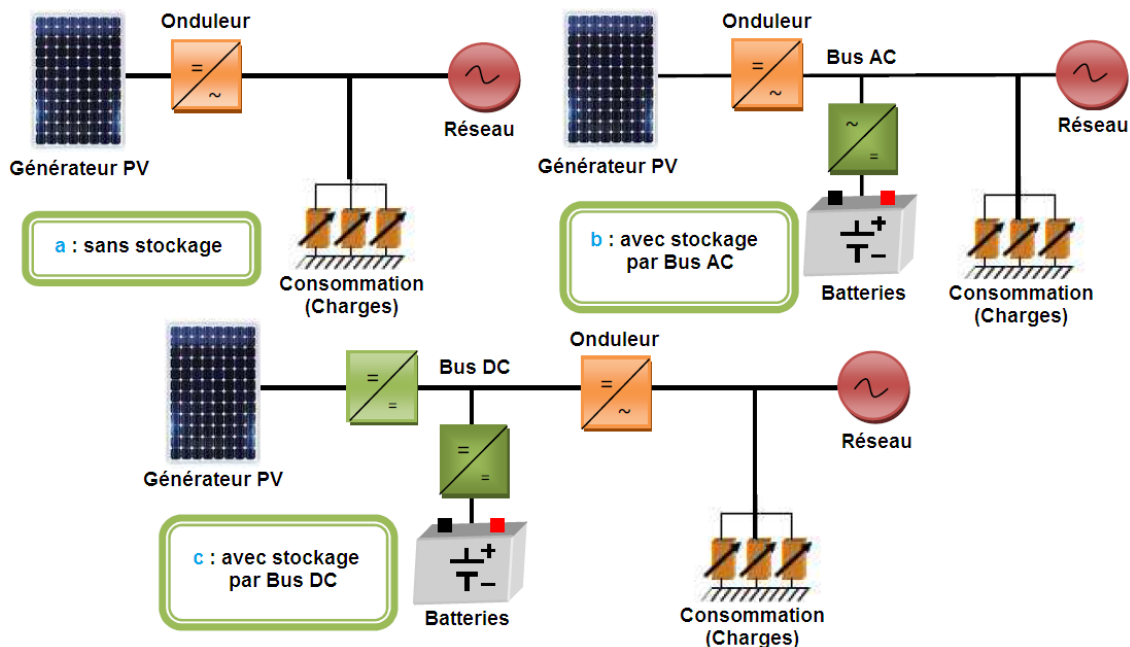


Figure 2.2. Architectures des systèmes PV connectés au réseau [14].

### II.3. Classification des centrales PV connectées au réseau

On peut classer les centrales PV connectées au réseau en fonction de leur taille ; on distingue donc [14] :

- **Les centrales de petite taille**

Ce sont des centrales dont la puissance est comprise entre 1 et 10 kW pour les applications sur les toitures des maisons individuelles ou d'institutions publiques comme les écoles, etc. Elles se connectent au réseau basse tension.

- **Les centrales de taille moyenne**

Elles ont une puissance comprise entre 10 et 100 kW. Installées et souvent intégrées sur les édifices, les toitures et façades, elles peuvent être connectées à la basse ou moyenne tension du réseau de distribution.

- **Les centrales de grande taille**

Ces centrales ont une puissance supérieure à 500 kW. Elles sont généralement des propriétés des compagnies d'électricité.

## II.4. Modélisation d'un panneau (Cellule photovoltaïque)

Une cellule photovoltaïque a un comportement équivalent à une source de courant shuntée par une diode (Figure 2.3). Le modèle est complété par une résistance série  $R_s$  due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière et une résistance parallèle  $R_p$  ou shunt qui provient des contacts métalliques et des résistances de fuite sur la périphérie de la cellule.

Une cellule photovoltaïque peut être assimilée au circuit électrique équivalent [15, 16, 17] :

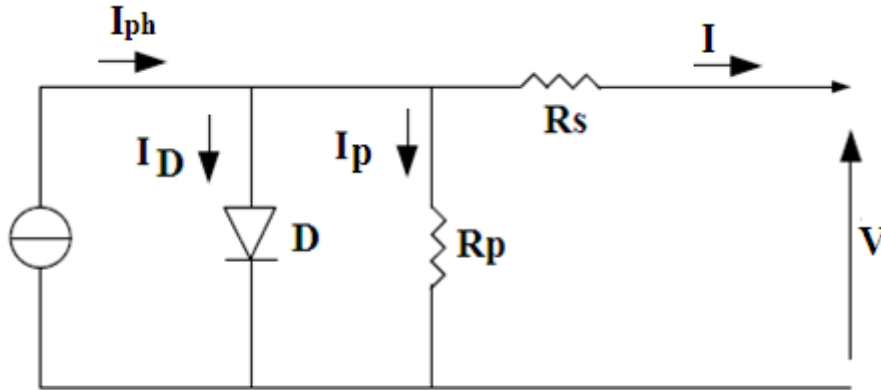


Figure 2.3. Modélisation du circuit électrique équivalent d'une cellule PV

Pour modéliser la cellule, on exprime les grandeurs électriques relative à la représentation de la cellule sous forme d'équation, tel que, pour le courant circulant dans la diode :

$$I = I_{ph} - I_D - I_p \quad (2.1)$$

$$I_D = I_0 \left( e^{\frac{V+I.R_s}{nV_T}} - 1 \right) \quad (2.2)$$

$$I_p = \frac{V+I.R_s}{R_p} \quad (2.3)$$

$$I_0 = I_{SC} / \left( e^{\frac{V_{oc}}{nV_T}} - 1 \right) \quad (2.4)$$

$$I_{SC} = I_{SCR} \left( \frac{G}{1000} \right) \quad (2.5)$$

$$V_T = \frac{KT}{q} \quad (2.6)$$

Où :

$I$  : Courant fourni par la cellule ;

$V$  : Tension aux bornes de la cellule ;

$I_D$  : Courant de diode ;

$I_{ph}$  : Photo-courant, dépendant de l'intensité de l'irradiation ;

$I_p$  : Le courant dérivé par la résistance parallèle ;

$I_0$  : Courant de saturation de diode, dépendant de la température ;

$I_{SC}$  : Le courant de court-circuit ;

$V_{OC}$  : La tension de circuit ouvert ;

$V_T$  : La tension thermique ;

$I_{SCR}$  : Courant de court-circuit de référence ;

$R_p$  : Résistance en parallèle, représentant l'admittance parallèle du générateur de courant ;

$R_s$  : Résistance en série, modélisant les pertes ohmiques du matériau et des contacts ;

$G$  : L'irradiation solaire en  $W/m^2$  ;

$q$  : Charge d'électron =  $1,602.10^{-19}$  C ;

$K$  : Constante de Boltzmann =  $1,381.10^{-23}$  J.K<sup>-1</sup> ;

$n$  : Facture de non idéalité de la jonction comprise entre 1 et 5 dans la pratique ;

$T$  : La température effective de la cellule en kelvin.

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ e^{\frac{V+I.R_s}{nV_T}} - 1 \right] - \frac{V+R.I_s}{R_p} \quad (2.7)$$

La photopile réelle à une résistance série dont l'influence est plus forte lorsque l'appareil fonctionne dans la région de source de tension, et une résistance parallèle ayant une influence plus grande dans la région de fonctionnement en source de courant.

Le modèle de la photopile représentée sur la (figure 2.3) dépend de ses caractéristiques internes ( $R_s$ ,  $R_p$ ) et des facteurs externes comme l'irradiation et la température. Dans les modèles photovoltaïques, on suppose généralement que  $I_{ph} = I_{SC}$  parce que dans la photopile réelle, la résistance série est faible et la résistance parallèle est élevée [17].

Donc l'équation (2.7) devient :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ e^{\frac{V+I.R_S}{nV_T}} - 1 \right] \quad (2.8)$$

Calcul de la résistance série :

$$dI = 0 - I_0 \left( \frac{dV + dI.R_S}{nV_T} \right) \left[ e^{\frac{V+I.R_S}{nV_T}} \right] \quad (2.9)$$

$$R_S = - \frac{dV}{dI} - \frac{nV_T}{I_0 e^{\frac{V+I.R_S}{nV_T}}} \quad (2.10)$$

Enfin, pour résoudre l'équation de caractéristique non linéaire, on utilise la méthode de Newton Raphson décrite par :

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (2.11)$$

Où :

$f'(x_n)$  : La dérivée de la fonction  $f(x_n)$  ;

$x_n$  : La présente itération ;

$x_{n+1}$  : L'itération suivante.

Ainsi, on se pose que  $I_{ph} = I_{sc}$ , l'équation (2.11) devient sous la forme suivante :

$$f(I) = I_{sc} - I - I_0 \left( e^{\frac{V+I.R_S}{nV_T}} - 1 \right) \quad (2.12)$$

En remplaçant dans l'équation (2.12), on calcule le courant ( $I$ ) par les itérations [17] :

$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_{sc} - I - I_0 \left[ e^{\frac{V+I.R_S}{nV_T}} - 1 \right]}{-1 - I_0 \left( \frac{R_S}{nV_T} \right) \left[ e^{\frac{V+I.R_S}{nV_T}} \right]} \quad (2.13)$$

Les équations précédentes ne sont valables que pour un mode de fonctionnement optimal. Pour généraliser notre calcul pour différents éclaircissements et températures, nous utilisons le modèle qui déplace la courbe de référence à de nouveaux emplacements [17].

$$I_{sc}(T) = I_{scR}(T) \cdot [1 + a(T - T_R)] \quad (2.14)$$

$$I_0(T) = I_0(T_R) \left( \frac{T}{T_R} \right)^3 \left[ e^{\frac{-q \cdot E_g \cdot (\frac{1}{T} - \frac{1}{T_R})}{nK}} \right] \quad (2.15)$$

Où :

$\alpha$  : Le coefficient de variation du courant en fonction de la température.

$T_R$  : La température de référence, 298 k (25° C).

$E_g$  : L'énergie de la bande interdite (gap) du semi-conducteur (en eV)  $E_g \approx 1.12eV$  pour le silicium poly-cristallin à 25° C.

D'autre part, une cellule photovoltaïque seule ne peut pas fournir suffisamment de puissance afin d'alimenter une charge ou le réseau électrique. Il convient donc d'associer ces cellules entre elles dans le but de fournir plus de puissance. Une association en série augmentera la tension de sortie du panneau solaire tandis qu'une association en parallèles augmentera le courant fourni à la charge. Il est alors nécessaire d'introduire deux nouveaux paramètres  $N_p$  et  $N_s$  représentant respectivement le nombre de cellules en parallèles et en série. L'expression de  $I_{pv}$  devient :

$$I = N_p I_{sc} - N_p I_0 \left( e^{\frac{V}{N_s V_T} + \frac{R_s I}{N_p V_T}} - 1 \right) - \frac{V}{R_p} - \frac{R_s}{R_p} I \quad (2.16)$$

## II.5. Fonctionnement à puissance maximale

Une cellule ou un groupement de cellule présente une caractéristique  $I(V)$  (courbe rouge) non linéaire (Figure 2.4). La caractéristique  $P(V)$  peut être également tracée (courbe bleue). Cette caractéristique met en évidence un point de puissance maximale. Si la droite noire représente la caractéristique d'une charge résistive, lors d'une connexion du générateur PV à cette charge résistive, c'est l'intersection des caractéristiques  $I(V)$  du générateur PV et de la charge qui définira le point de fonctionnement.

Si la connexion entre le générateur PV et la charge se fait directement, alors le point de fonctionnement du générateur PV ne pourra pas être piloté. C'est la charge, en fonction de son impédance qui déterminera le point de fonctionnement et le générateur PV ne pourra pas fonctionner à son point de puissance maximale (MPP) [18].

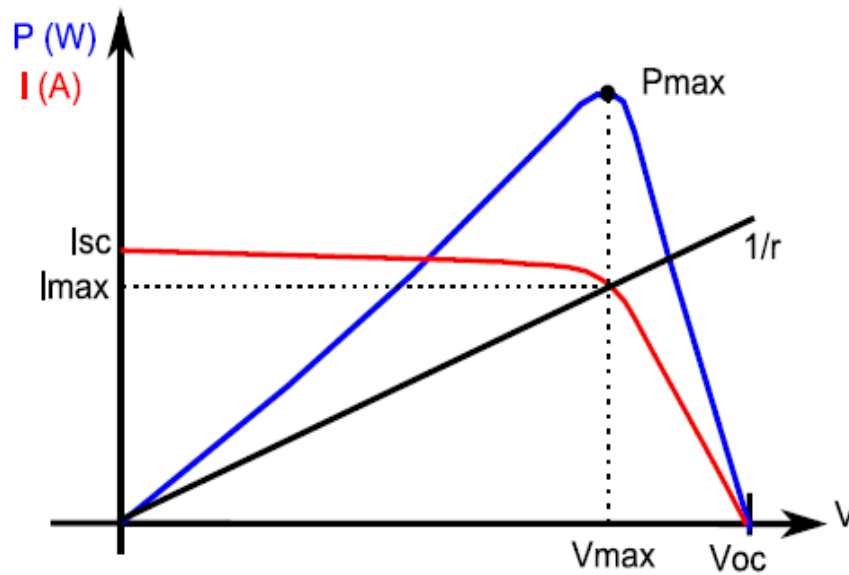


Figure 2.4. Caractéristiques  $I(V)$  et  $P(V)$  d'un générateur PV [18].

Dans les applications connectées au réseau, la livraison de la totalité de la puissance disponible au niveau du générateur PV est une volonté très forte. La présence de convertisseur (DC/DC ou/et DC/AC) permet la mise en place d'algorithmes de recherche de point de puissance maximal (en anglais : Maximal Power Point Tracker, MPPT). Ces algorithmes vont modifier l'impédance équivalente du convertisseur pour s'assurer que le générateur PV fonctionne à sa puissance maximale. De nombreux travaux ont été et sont menés sur l'amélioration de ces algorithmes [18].

## II.6. Constitution d'un générateur photovoltaïque (GPV)

L'association de plusieurs cellules photovoltaïques en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque. Si les cellules se connectent en série, les tensions de chaque cellule s'additionnent, augmentant la tension totale du générateur. D'une autre part, si les cellules se connectent en parallèle, c'est l'intensité du courant qui augmentera comme représentés sur les figures ci-après.

### II.6.1. Association des Cellules Photovoltaïques en Parallèle

Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement des cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée. Les (figures (2. (6 ; 7))) montrent les caractéristiques résultantes ( $I_{PCC}, V_{PCO}$ ) obtenues en associant en parallèle (indice p)  $N_p$  cellules identiques [13] :

$$I_{PCC} = N_P * I_{CC} \quad \text{et} \quad V_{PCO} = V_{CO}$$

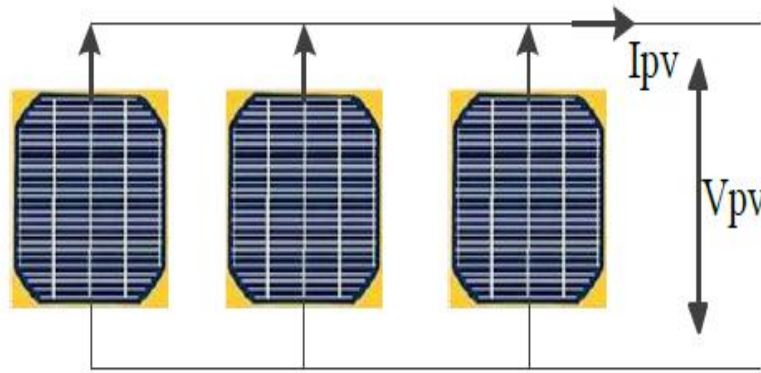


Figure 2.5. Schéma de 3 cellules photovoltaïques associées en parallèle [13].

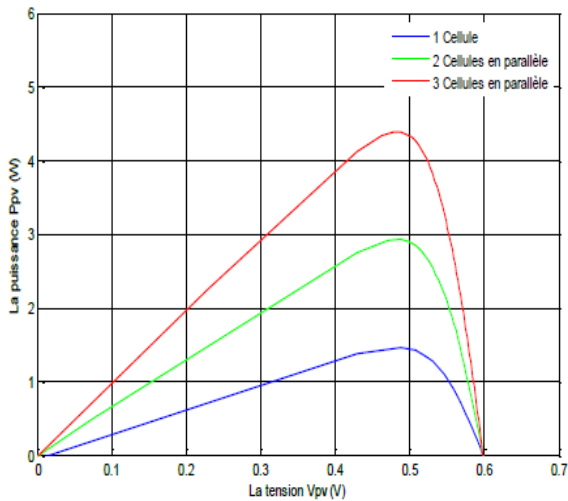


Figure 2.6. Caractéristique P-V des cellules PV racc. En parallèle.

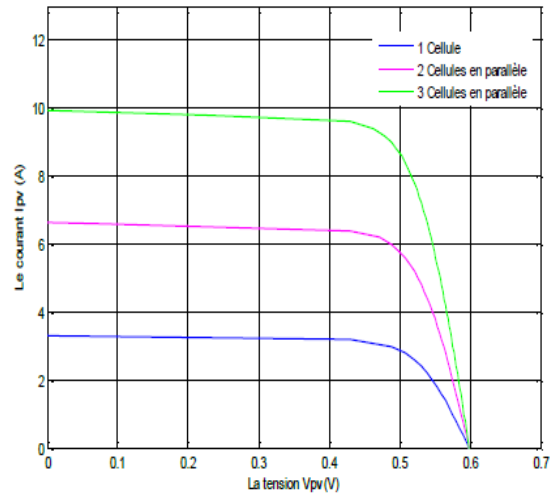


Figure 2.7. Caractéristique I-V des Cellules PV racc. En parallèle.

### II.6.2. Association des Cellules Photovoltaïques en Série

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné. Les (figures (2. (9 ; 10))) montrent la caractéristique résultante ( $I_{SCC}, V_{SCO}$ ) obtenue en associant en série (indice s)  $N_s$  cellules identiques ( $I_{CC}, V_{CO}$ ) [13]:

$$I_{SCC} = I_{CC} \quad \text{et} \quad V_{SCO} = N_s * V_{CO}$$



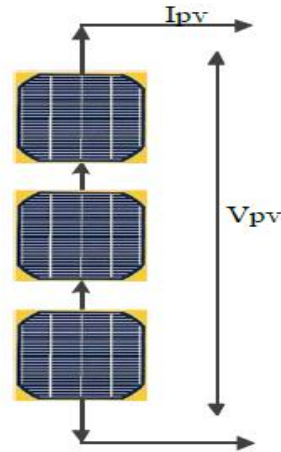


Figure 2.8. Schéma de 3 cellules photovoltaïques associées en série [13].

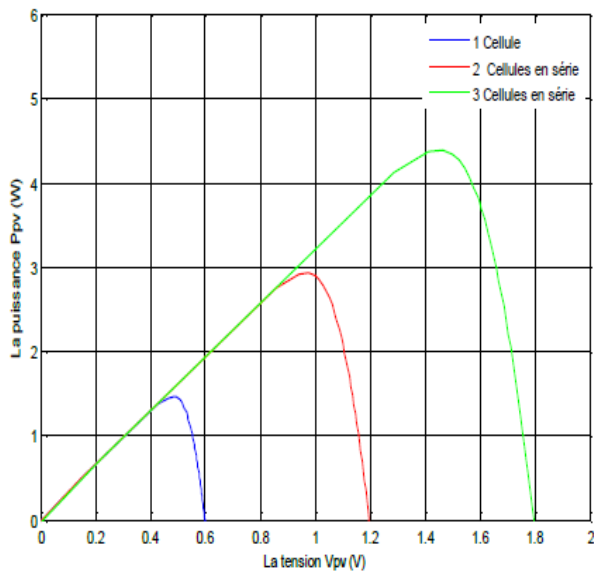


Figure 2.9. Caractéristique P-V des Cellules PV racc. En série.

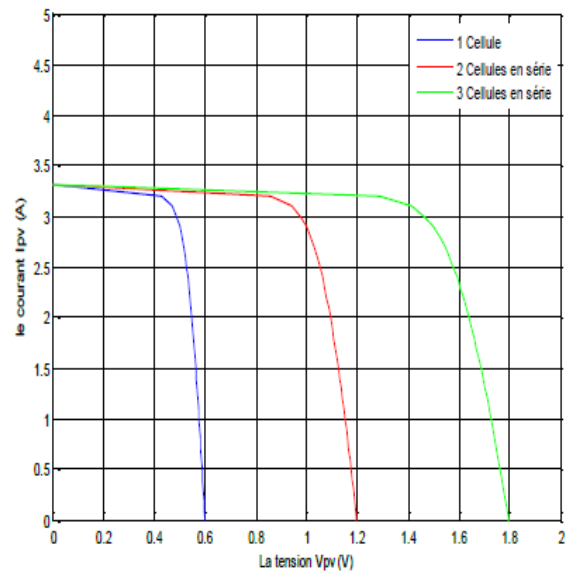


Figure 2.10. Caractéristique P-V des Cellules PV racc. En série.

La plupart des panneaux photovoltaïques commerciaux sont constitués par des sous-réseaux de cellules connectées en série. Chacun de ces sous-réseaux est lui-même constitué d'un groupe de cellules photovoltaïques connectés en série. Le nombre de cellules par sous-réseaux est le fruit d'un compromis économique entre protection et pertes d'une partie importante du générateur photovoltaïque en cas de défaut partiel [13].

## II.7. Systèmes photovoltaïque connecté directement au réseau

### II.7.1. Structure à convertisseur unique

Le dispositif présenté par la (figure 2.11) est le plus simple, car il comporte le moins de composants possibles. On associe plusieurs modules photovoltaïques en série pour obtenir une tension continue suffisamment grande. Cette solution est une alternative à un hacheur élévateur de tension. La tension continue obtenue alimente directement un onduleur central, qui fournit la tension sinusoïdale désirée (230 V). Il pourrait être avantageux d'insérer un transformateur pour isoler le système photovoltaïque du réseau. L'inconvénient majeur de ce dispositif est l'arrêt total et immédiat de la production d'énergie lors d'un problème survenant en amont de l'onduleur. De plus, le contrôle du point de puissance maximum de la puissance est voisin, car toutes les cellules ne délivrent pas le même courant en raison de leurs différences de structure interne et d'ensoleillement [14].

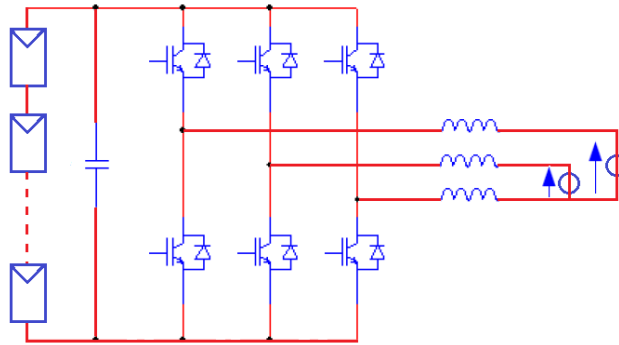


Figure 2.11. Plusieurs modules PV en série vers un seul onduleur [14].

### II.7.2. Structure avec bus à basse tension alternative

La (figure 2.12) montre un onduleur associé à un circuit de commande qui est directement connecté au module photovoltaïque. La tension en sortie de ce dernier est transformée en une tension alternative de fréquence 50 Hz. Cette tension est transportée grâce à un bus alternatif (220 V – 50 Hz, exemple du schéma) vers un transformateur central qui l'élève au niveau désiré.

Le faible niveau de tension dans le bus est l'avantage majeur de ce type de montage, puisqu'il assure la sécurité des personnels. Cependant, la distance entre le transformateur et le module doit être faible à cause du courant important qui traverse les câbles et qui génère des pertes joules. Il y a un compromis à faire au niveau de la tension du bus alternatif. D'une part, il faut que sa valeur crête soit inférieure à celle délivrée par les modules (même avec un faible ensoleillement). D'autre part, une tension faible dans ce bus diminue le rendement [14].

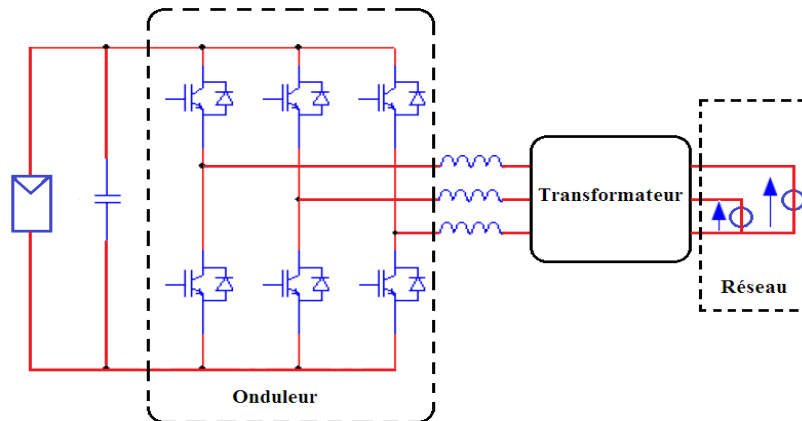


Figure 2.12. Bus à basse tension alternative [14].

## II.8. Systèmes photovoltaïques à bus continu intermédiaire

### II.8.1. Structure avec convertisseur forward

La (figure 2.13) présente un convertisseur forward qui est capable d'augmenter la tension en série du module photovoltaïque jusqu'à 350 V (tension désirée). L'utilisation d'un transformateur pour la connexion au réseau n'est donc pas nécessaire, la conversion continu-alternative se fait de façon relativement simple, grâce à un onduleur centralisé. Les inconvénients majeurs de ce montage sont [14] :

- ✓ La capacité doit être relativement importante, à cause des ondulations du courant en sortie du module ;
- ✓ Le bus continu supportera un signal en créneau qui induira une grande émission d'ondes électromagnétiques et éventuellement des pertes de fuite ; l'induction du transformateur compris dans le convertisseur génèrera des pertes de fuite ;
- ✓ La tension élevée qui traverse le bus continu réduit la sécurité du personnel d'entretien.

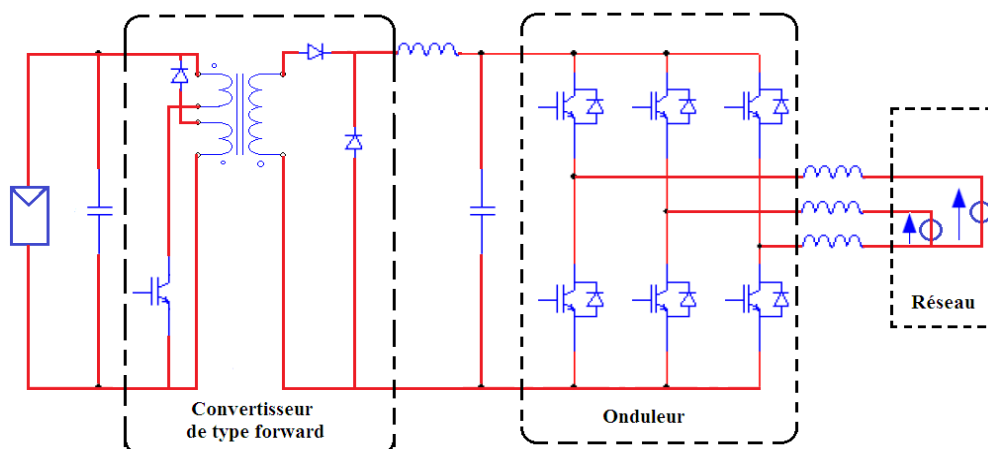


Figure 2.13. Convertisseur de type forward alimentant le bus continu [14].

### II.8.2. Structure avec convertisseur de type fly-back

La (figure 2.14) montre une structure à base d'un convertisseur de type fly-back qui élève la tension sortie du module photovoltaïque au niveau de tension désirée. La caractéristique principale du fly-back se situe au niveau du transformateur qui agit comme l'inducteur principal et qui assure l'isolation galvanique. Le hacheur est contrôlé pour obtenir un maximum d'énergie du module photovoltaïque et l'onduleur assure une tension constante et le transfert de puissance vers le réseau. L'inconvénient du transformateur est qu'il génère des pertes et qui augmente le coût de l'installation [14].

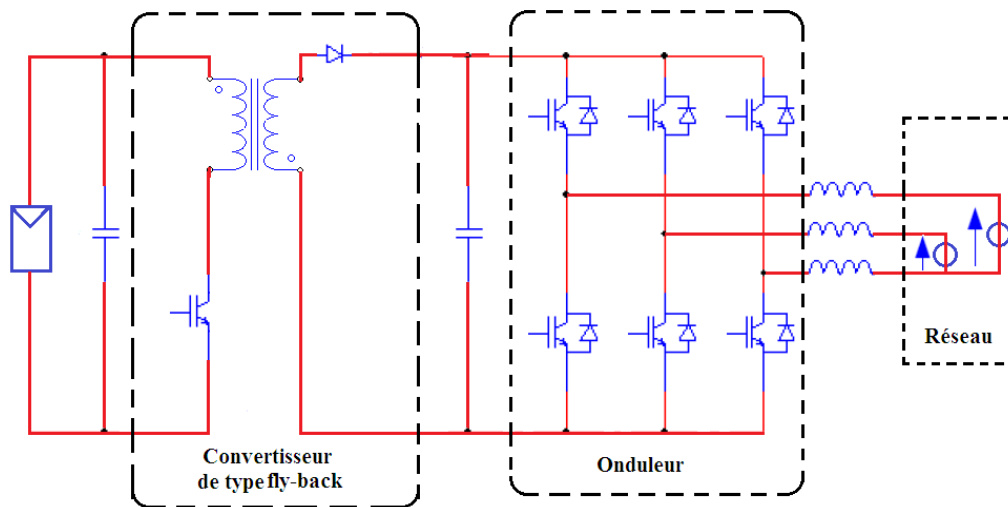


Figure 2.14. Structure avec convertisseur de type fly-back [14].

### II.8.3. Structure avec hacheur et onduleur

La (figure 2.15) représente un hacheur qui élève la tension en sortie du module photovoltaïque en une tension de (100 V) délivrée sur le bus continu. Avec le hacheur, il est difficile d'élever la tension en sortie des modules plus de 4 à 5 fois pour obtenir une tension continue suffisamment grande, en raison de la résistance de l'inductance. On adjoint un onduleur pour avoir une sortie sinusoïdale, puis un transformateur pour élever cette tension au niveau désiré (selon le réseau) et pour assurer l'isolation entre la partie « production » et la partie « utilisation ». L'avantage de ce système est que des batteries peuvent être facilement connectées au bus continu pour obtenir un système autonome. Le courant d'entrée est relativement lisse, c'est pour cela que la capacité peut être faible [14].

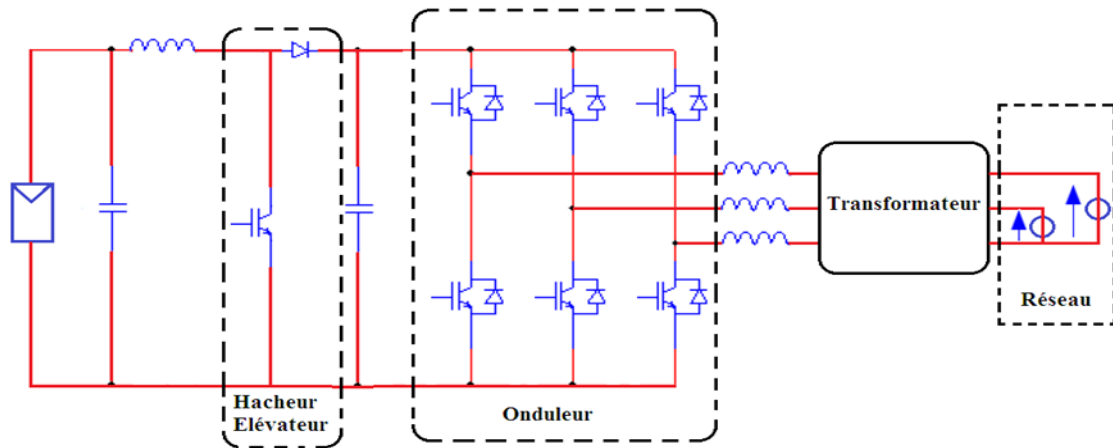


Figure 2.15. Hacheur élévateur de tension avec onduleur centralisé [14].

## II.9. Les systèmes PV connectés au réseau sans batterie de stockage

Ces systèmes sont ainsi conçus pour fonctionner en parallèle et en interconnexion avec le réseau public d'électricité (figure 2.16). Le principal composant de ce type de système est l'onduleur. Il convertit la puissance continue (DC) obtenue à partir des modules PV en puissance alternative en respectant les conditions de qualité de la tension et de la puissance exigées par le réseau, avec une possibilité d'arrêt automatique quand le réseau n'est pas en fonctionnement.

Une interface bidirectionnelle est placée entre la sortie alternative du système PV et le réseau constitué par un panneau de distribution. Cela permet de produire une puissance alternative à partir du système PV soit en alimentant directement toutes les charges électriques, soit en injectant le surplus d'électricité (PV) dans le réseau lorsque les besoins sont plus importants. La nuit ou par faible ensoleillement durant les périodes où les besoins des consommateurs sont supérieurs à la production (PV), le réseau fournit l'appoint nécessaire, l'équilibre énergétique peut être ainsi obtenue.

Lorsque le réseau est à l'arrêt, le système (PV) est automatiquement coupé et déconnecté du réseau à partir du panneau de distribution. Ce facteur de sécurité supplémentaire est exigé pour s'assurer que la centrale (PV) est coupée du réseau lorsque celui-ci est hors service pour raison de maintenance ou autre (cette fonction est appelée îlotage ou islanding) [7]. La maintenance des (CPCR) fonctionnant sans batterie, est particulièrement facile : Elle se résume à la vérification de l'état de propreté des modules (PV).

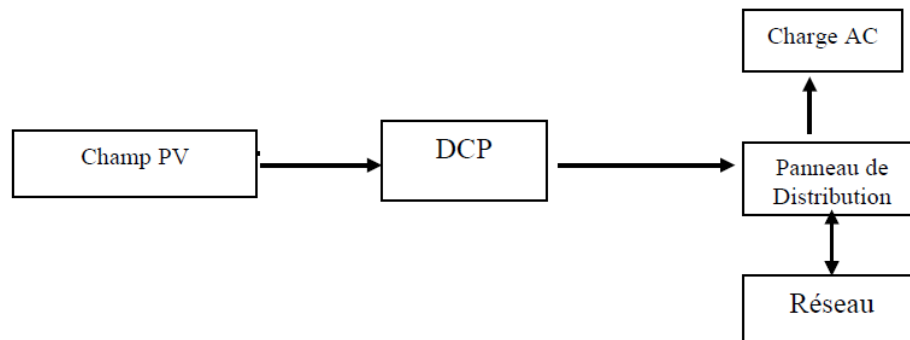


Figure 2.16. Système PV connecté au réseau sans batterie de stockage [18].

## II.10. Les systèmes PV connectés au réseau avec batterie.

Ce type de système est utilisé généralement lorsqu'une puissance supplémentaire est nécessaire pour alimenter des charges critiques telles que la réfrigération, les pompes à eau, l'éclairage ou autres (Figure 2.17) [19]. Dans des circonstances normales, le système fonctionne en mode relié au réseau en alimentant toutes les charges ou en renvoyant la puissance en surplus sur le réseau tout en maintenant la batterie en pleine charge.

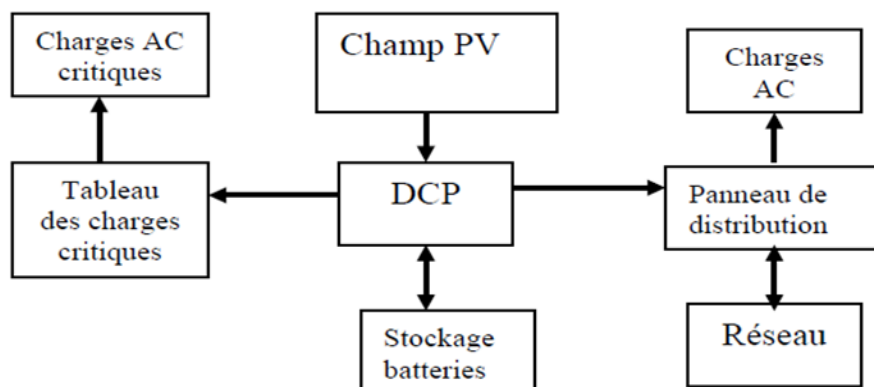


Figure 2.17. Système PV connecté au réseau avec batterie [19].

## II.11. Configuration des systèmes PV

Les convertisseurs utilisés doivent être utiles et compatibles pour le traitement de puissance et la synchronisation avec la puissance de service. En général, quatre types de système PV connecté au réseau sans batterie de stockage sont identifiés, leurs configurations ont été conçues comme suit [19] :

- ✓ Onduleur central (Central-plant inverter) ;
- ✓ Hacheur (Multiple-string dc–dc) avec un onduleur unique ;
- ✓ Onduleur Multiple-string ;
- ✓ Onduleur modulaire (Module-integrated inverter).

### II.11.1. Onduleur central (Central-plant inverter)

Dans les onduleurs centraux, habituellement on utilise un grand onduleur pour convertir la puissance du côté (DC-DC) des modules (PV) à une puissance (AC) sur le côté alternatif. Dans ce système, les modules de (PV) sont en série pour former un panneau, et plusieurs de ces panneaux sont reliés en parallèle au hacheur [19]. Le schéma bloc d'un tel arrangement est donné par la (figure 2.18) :

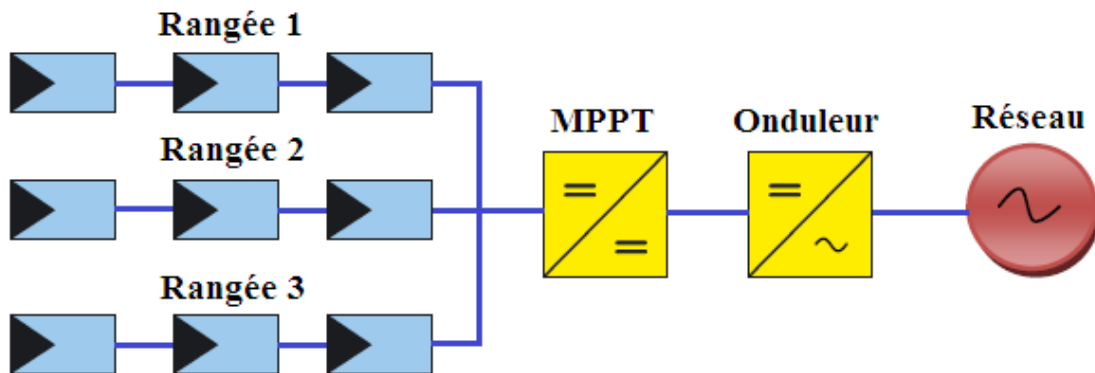


Figure 2.18. Onduleur central (Central-plant inverter) [19].

### II.11.2. Hacheur (Multiple-string DC-DC) avec un onduleur

Le schéma du montage est donné par la (figure 2.19), Dans le multiple-string du convertisseur (DC-DC), chaque hacheur boost possède un transformateur qui assure l'isolation galvanique et un lien de conversion commun (DC-DC) [19].

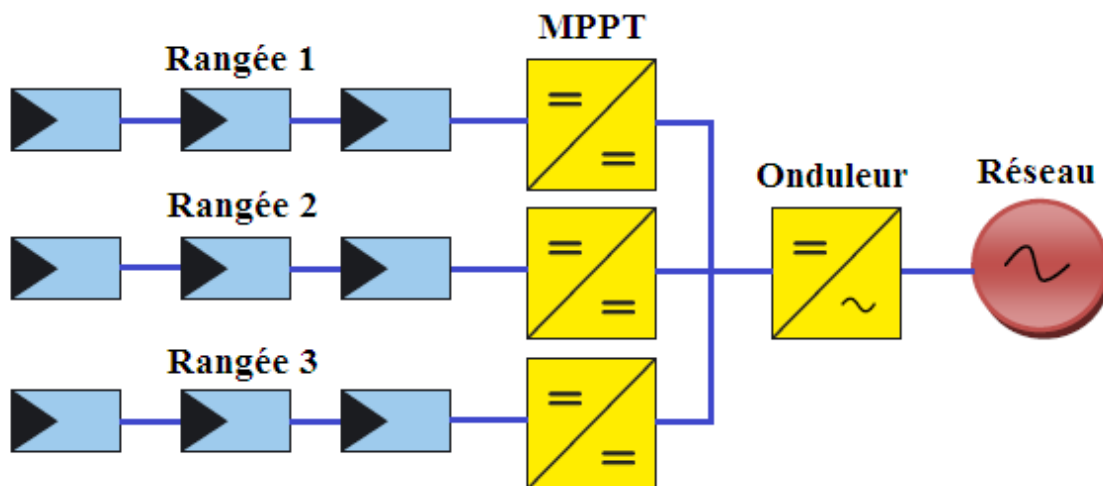


Figure 2.19. Hacheur (Multiple-string DC-DC) et l'onduleur [19].

### II.11.3. Onduleur Multiple-string

La (figure 2.20) montre le schéma fonctionnel d'un système de conversion de multiple convertisseur (multiple-string). Il est composé d'un ensemble de modules reliés en série du côté (DC), et la conversion individuelle de la puissance de (DC) en (AC) est assurée par un petit onduleur.

Beaucoup de tels onduleurs sont reliés en parallèle du côté (AC). Cet arrangement n'est pas affecté en ombrageant des panneaux. Il n'est pas aussi sérieusement affecté par l'échec de l'onduleur [19].

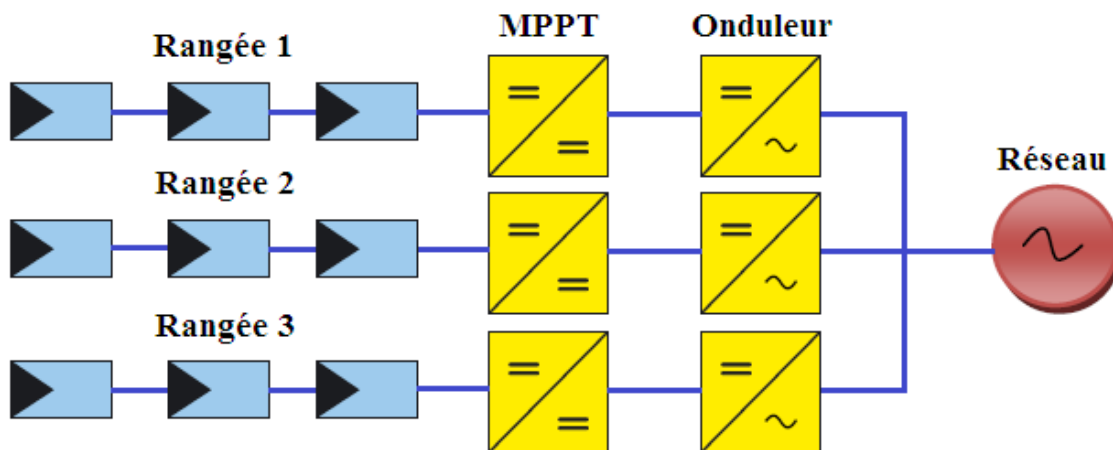


Figure 2.20. Onduleur Multiple-string [19].

### II.11.4. Onduleur modulaire (Module-integrated inverter)

Dans les systèmes d'onduleur modulaire de la (figure 2.21), chaque module photovoltaïque aura un petit onduleur (typiquement 50W à 300W) et aucun câblage n'est requis. On prévoit de petits onduleurs pour réduire le coût [19].

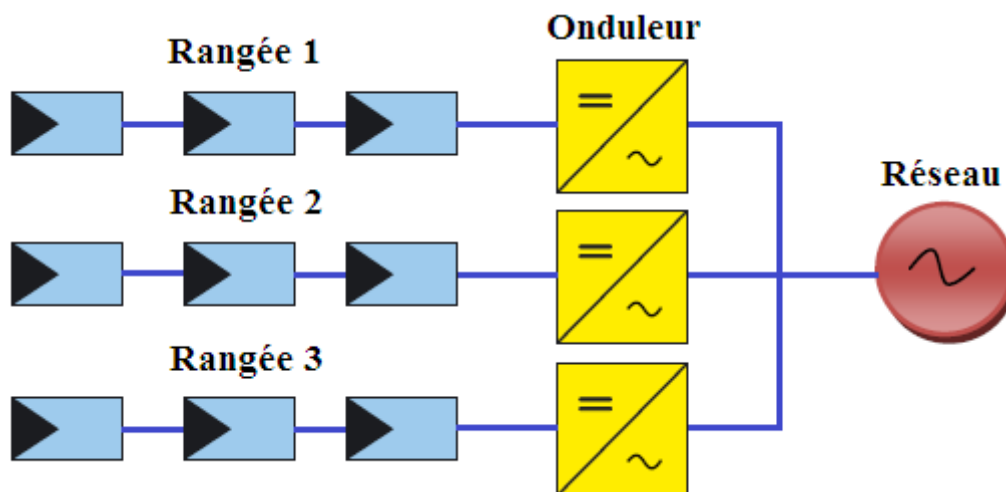


Figure 2.21. Onduleur modulaire (Module-integrated inverter) [19].



## II.12. Caractéristiques des onduleurs compatibles avec le réseau

Les critères de compatibilité de l'onduleur avec le réseau sont [19] :

- ✓ Temps de réponse ;
- ✓ Facteur de puissance ;
- ✓ Commande de fréquence ;
- ✓ Rendement harmonique ;
- ✓ Synchronisation ;
- ✓ Contribution de courant de défaut ;
- ✓ Injection de courant continu ;
- ✓ Protection.

## II.13. Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau

Les problèmes concernant l'interconnexion du système photovoltaïque au réseau sont [17] :

- ✓ Le débrogage de système photovoltaïque si le réseau présente une défaillance (le problème d'islanding) ;
- ✓ La protection contre la foudre ;
- ✓ La qualité de puissance fournie au réseau ;
- ✓ Les effets des systèmes multiples sur une partie du réseau, en particulier monophasé non équilibré ;
- ✓ Le dosage fiable des flux de puissance ;
- ✓ Risques techniques et financiers.

## II.14. Conclusion

Dans ce chapitre on a donné un aperçu sur la construction d'un système photovoltaïque, la modélisation de la cellule PV et le module et le panneau PV, ainsi que les principes de fonctionnement de chaque élément ce système. Ce qui permet d'introduire à la modélisation et l'analyse de notre système.

# Chapitre III

## Convertisseurs de puissance pour les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique

## Chapitre III Convertisseurs de puissance pour les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique.

### III.1. Introduction

Après avoir étudié et cité les différents composants d'un générateur photovoltaïque, nous passons maintenant à l'étude d'une chaîne de conversion de puissance photovoltaïque.

Dans un système de conversion des énergies photovoltaïques, les convertisseurs sont utilisés pour bien adapter la source à la charge. Ces convertisseurs peuvent être en courant continu, comme dans le cas d'utilisation des MPPT pour une exploitation maximale de la puissance fournie par le générateur PV, ou en courant alternatif comme dans le cas d'utilisation des charges en courant alternatif.

On s'intéresse dans ce chapitre à l'étude des deux types de convertisseurs DC/DC et DC/AC.

### III.2. Les systèmes de conversion de puissance photovoltaïque

La conversion de puissance peut contenir les deux étapes, une première conversion DC/DC puis une conversion DC/AC. Dans les systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux, le convertisseur DC/DC a généralement le rôle d'augmenter la tension pour que l'onduleur puisse réaliser un courant sinusoïdal à la tension du réseau (Figure 3.1).

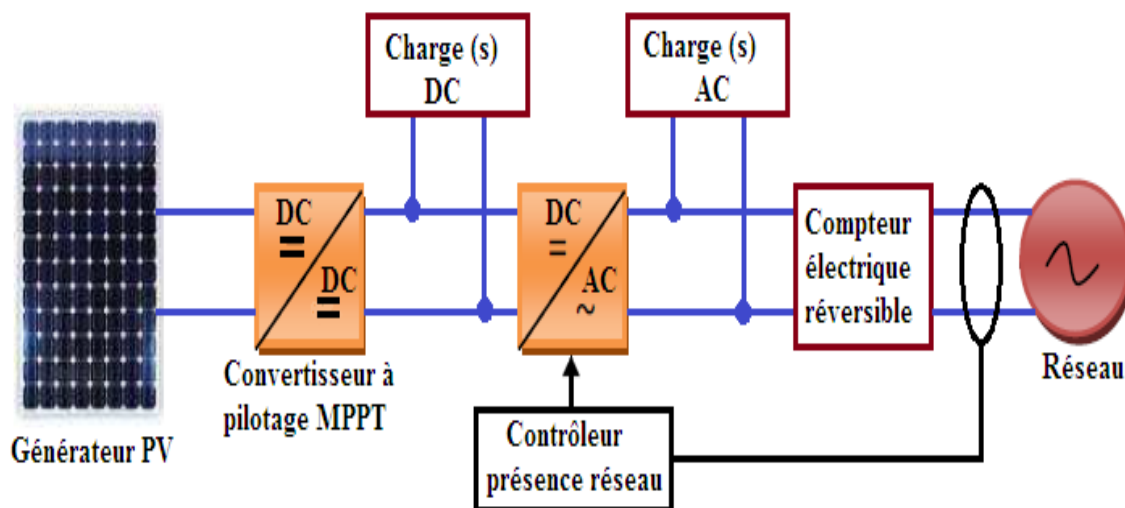


Figure 3.1. Le système complet de conversion de l'énergie photovoltaïque [6].

### **III.2.1. Définition des convertisseurs des systèmes photovoltaïques**

Un convertisseur d'énergie solaire est un équipement que l'on insère généralement soit entre le champ PV et la charge (charge continue), il portera le nom de convertisseur continu/continu, soit entre le champ PV ou la batterie et la charge (alternative) ; il sera alors appelé onduleur ou convertisseur continu alternatif.

Dans les systèmes photovoltaïques raccordés aux réseaux électriques, les appareillages nécessaires de conversion d'énergie électrique sont conçus pour fonctionner dans des gammes de tension et de fréquence définies, pour respecter les caractéristiques de la tension fournie par les réseaux de distributions qui influe directement sur la qualité de ces réseaux [20].

### **III.3. Convertisseurs DC/DC pour les systèmes photovoltaïques**

#### **III.3.1. Définition d'un convertisseur DC/DC**

Le convertisseur DC/DC permet de relier le champ PV à un bus continu, auquel les diverses machines énergétiques du système sont reliées : la charge (l'utilisateur final), les autres sources d'énergie (pile à combustible, batteries, autres sources renouvelables) ou les périphériques. Il permet en outre de lisser les fluctuations de la tension des composants au niveau du bus commun [6].

Un hacheur peut être réalisé à l'aide d'interrupteur électronique commandable à l'ouverture et à la fermeture tels que les thyristors GTO ou les transistors bipolaires ou à effet de champ à grille isolée fonctionnant en régime de commutation. Le principe d'un hacheur consiste à établir puis interrompre périodiquement la liaison source- charge à l'aide de l'interrupteur électronique. Celui-ci doit pouvoir être fermé ou ouvert à volonté afin d'avoir une tension de sortie continue réglable [21].

#### **III.3.2. Les types des convertisseurs DC-DC**

Les convertisseurs DC-DC (ou hacheurs) sont utilisés dans les systèmes d'énergie solaire pour adapter la source continue à amplitude variable (panneau PV) à la charge qui demande en général une tension DC constante. Les trois configurations de base sont [21] :

- ✓ Convertisseur survolteur hacheur survolteur (ou parallèle) ;
- ✓ Convertisseur dévolteur (ou série) ;
- ✓ Convertisseur dévolteur- survolteur hacheur série - parallèle.

### III.3.2.1. Hacheur dévolteur (série)

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie  $V_s$  est inférieure à celle de l'entrée  $V_e$ . Pour un rapport cyclique «  $\alpha$  » donné, et en régime de conduction continu, la tension moyenne à la sortie est donnée par [22] :

$$V_s = \alpha \cdot V_e \quad (3.1)$$

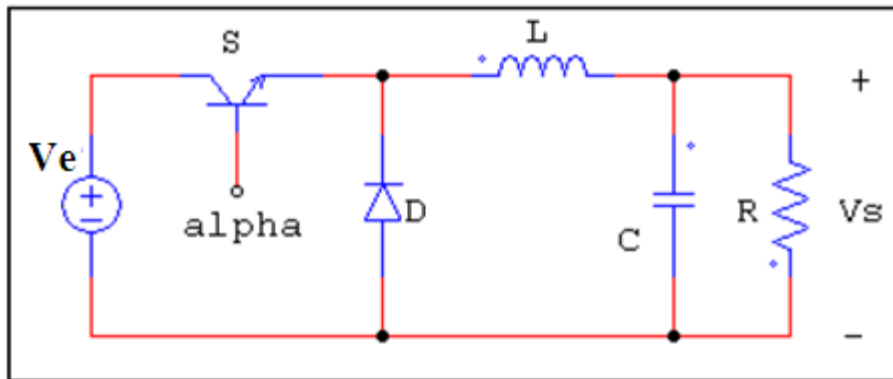


Figure 3.2. Schémas de principe d'un hacheur série [6].

### III.3.2.2. Hacheur survolteur (parallèle ou Boost)

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie  $V_s$  est supérieure à celle de l'entrée  $V_e$ . Pour un rapport cyclique «  $\alpha$  » donné, et en régime de conduction continu, la tension moyenne à la sortie est donnée par :

$$V_s = \frac{1}{1-\alpha} \cdot V_e \quad (3.2)$$

$$I_s = (1 - \alpha) I_e \quad (3.3)$$

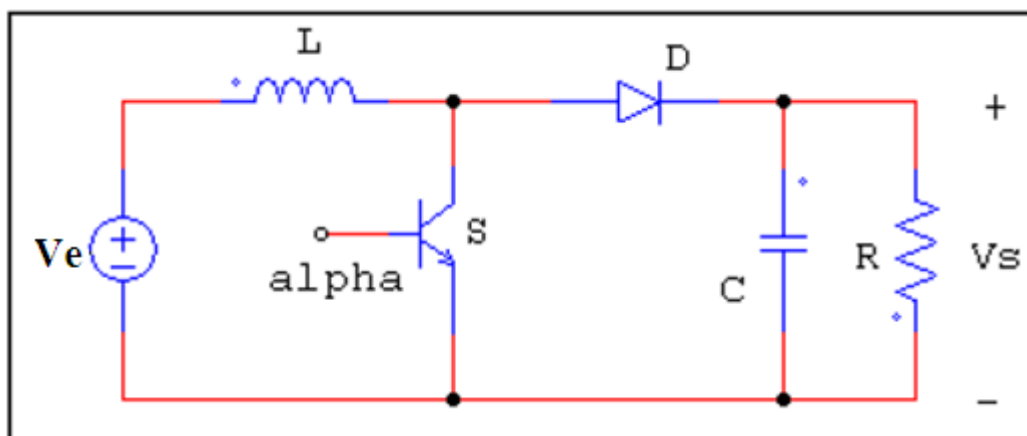


Figure 3.3. Schémas de principe d'un hacheur parallèle [6].

$\alpha$  : est appelé rapport cyclique, et compris entre 0 et 1.

### III.3.2.3. Hacheur dévolteur - survolteur (série-parallèle)

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie  $V_s$  est inférieure ou supérieure à celle de l'entrée  $V_e$ . Pour un rapport cyclique «  $\alpha$  » donné, et en régime de conduction continu, la tension moyenne à la sortie est donnée par :

$$V_s = \frac{\alpha}{1-\alpha} \cdot V_e \quad (3.4)$$

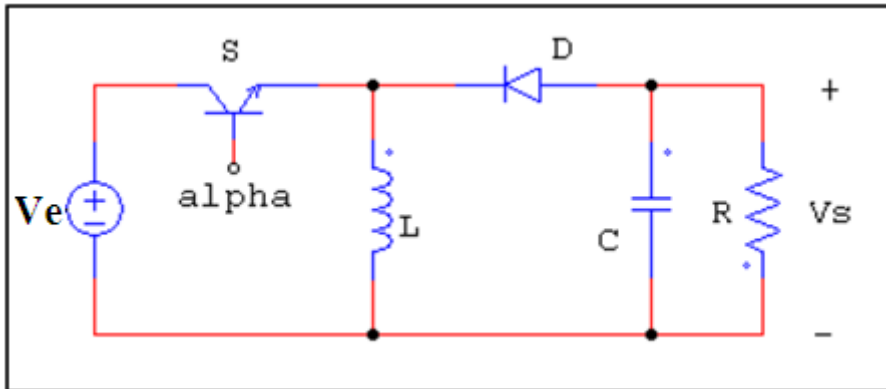


Figure 3.4. Schémas de principe d'un hacheur série-parallèle [6].

### III.3.3. L'adaptation de la charge

Le convertisseur d'énergie photovoltaïque choisi est un hacheur de type survolteur ou dévolteur ou dévolteur-survolteur selon les applications de la charge. Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximal (Figure 3.5). Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (maximum power point tracking).

Dans la (figure 3.5), la zone (1) de la caractéristique courant-tension  $I - V$  est une zone de fonctionnement dans le mode « hacheur dévolteur » et l'MPPT est assurée pour toute résistance  $R_i$  comprise entre  $[0, R_{opt}]$ . Ceci s'inverse pour la zone (2) de la caractéristique courant-tension  $I - V$  qui présente la zone de fonctionnement dans le mode « hacheur survolteur » ou le fonctionnement du MPPT est assuré pour toute résistance  $R_i$  comprise entre  $[R_{opt}, \infty]$ .

Donc, un choix de convertisseur dévolteur ou survolteur pour une charge donnée est impératif et on peut utiliser l'un des deux types de convertisseur selon la configuration du circuit. S'il y a une possibilité de fluctuation de la tension demandée par la charge au-dessous est au-dessus de celle débitée par la source, un Hacheur dévolteur/survolteur s'avère nécessaire. Dans cette partie on se limite au hacheur survolteur.

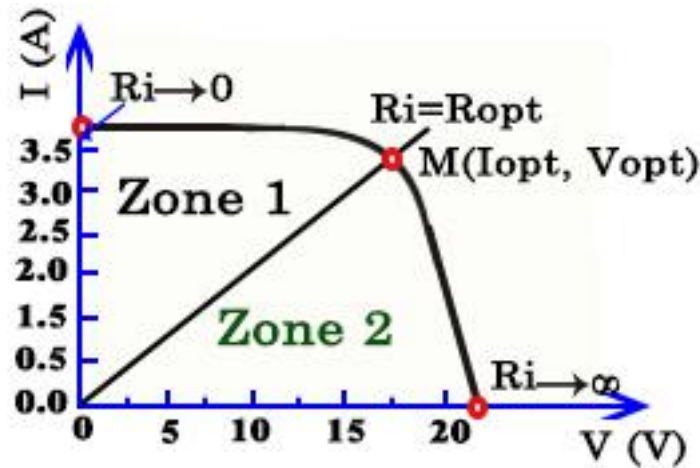


Figure 3.5. Répartition de la caractéristique selon le fonctionnement du hacheur utilisé.

### III.4. Étude de l'hacheur survolteur d'un système photovoltaïque

#### III.4.1. Représentation d'un hacheur survolteur PV

Dans ce cas, la tension d'entrée de l'hacheur boost représente la tension de générateur photovoltaïque PV (figure 3.6).

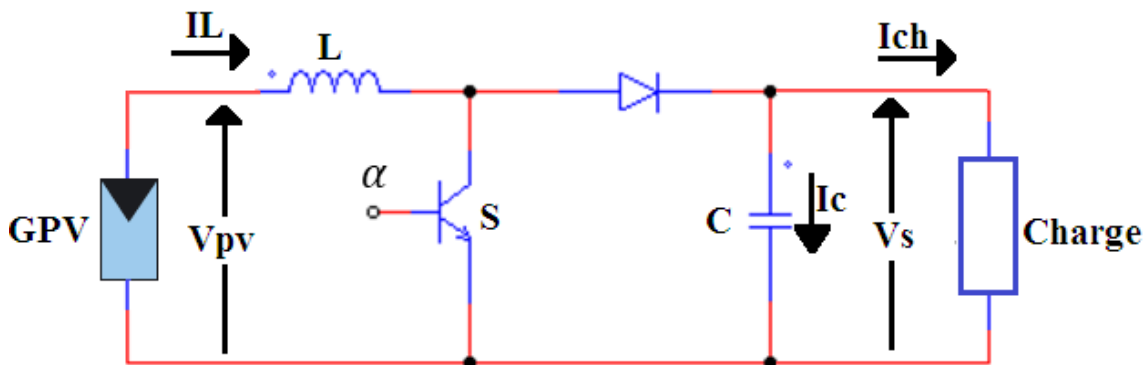


Figure 3.6. Schéma d'un hacheur parallèle (boost) raccordé au générateur photovoltaïque.

À partir des équations (3.2) et (3.3), nous pouvons déduire la résistance à la sortie du panneau PV ( $R_{pv}$ ) en fonction de  $\alpha$  et  $R_{ch}$  [23]:

$$R_{ch} = \frac{R_{pv}}{(1-\alpha)^2} \quad (3.5)$$

La relation (3.5) montre que, pour une puissance incidente  $W$ , la puissance optimale transférée à la charge ne pourrait être maximale que pour un rapport cyclique bien défini ( $\alpha_{opt}$ ) (point PPM) [23,24].

Dans les conditions optimales et pour une charge  $R_{ch}$  égale la résistance de l'entrée  $R_{pv}$ , le rapport cyclique ( $\alpha = 0$ ) [24].

Aussi, le rapport cyclique  $\alpha$  s'écrit en fonction des résistances  $R_{pv}$  et  $R_{ch}$  :

$$\alpha = 1 - \sqrt{\frac{R_{pv}}{R_{ch}}} \quad (3.6)$$

Puisque le rapport  $\alpha$  est inférieur à 1 ( $\alpha < 1$ ), le convertisseur ne joue le rôle d'un élévateur que si la charge  $R_{pv}$  remplit la condition suivante :  $R_{ch} > R_{pv}$ .

### III.5. Commande MPPT d'un convertisseur DC/DC :

Le coût élevé du générateur photovoltaïque nous impose une utilisation optimale et rationnelle de ce dernier pour aboutir à un fonctionnement économique et rentable. Pour cela, nous devons utiliser le générateur PV dans la région où il délivre sa puissance maximale. [25]

La commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) est un organe fonctionnel du système PV et permet de chercher le point de fonctionnement optimal du générateur PV dans des conditions météorologiques et de charge stables, le principe de régulation est basé sur la variation automatique du rapport cyclique «  $\alpha$  » à la valeur adéquate de manière à maximiser la puissance à la sortie du panneau PV. [26]

L'adaptation d'impédance est souvent sous forme d'un convertisseur DC-DC comme représenté sur la (figure 3.7). [27]

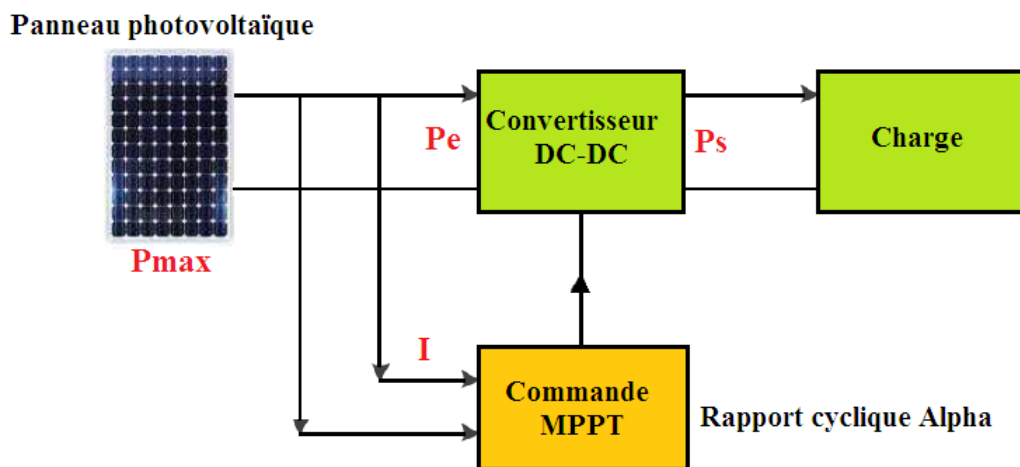


Figure 3.7. Chaîne de conversion d'énergie solaire comprenant une commande MPPT [27].

Avec :  $P_e$ : puissance d'entrée et  $P_s$ : puissance de sortie.



### III.5.1 Les méthodes de poursuite de MPPT

Il existe de nombreux algorithmes utilisés pour trouver le point de puissance maximale. Idéalement, le suivi de la puissance se fait automatiquement pour s'adapter aux conditions météorologiques variables [17].

#### III.5.1.1. Méthodes à contre réaction de tension

Ce genre de mécanismes repose sur le contrôle de la tension de fonctionnement des panneaux par la comparaison de cette tension avec une tension de référence. Cela génère une tension d'erreur qui fait varier le rapport cyclique de la *PWM* de commande afin d'annuler cette erreur. Selon la nature de cette tension de référence (fixe ou variable, interne ou externe) on a trois types de méthodes [17] :

- ✓ Méthode à tension de référence fixe ;
- ✓ Méthode à tension de référence en fonction de *VOC* ;
- ✓ Tension de référence extrême (Cellule pilote).

#### III.5.1.2. Méthodes à contre réaction de courant

Cette méthode utilise seulement une mesure de courant pour obtenir l'information sur le point opérationnel et actuel du système. Permet de savoir la valeur du courant optimal dans lequel doit fonctionner le panneau pour extraire le maximum de puissance [17].

- ✓ Méthode à courant de référence en fonction du courant de court-circuit  $I_{sc}$  ;
- ✓ Méthode de maximisation du courant de sortie.

#### III.5.1.3. Méthodes à contre réaction de puissance

Ces méthodes sont basées sur des algorithmes de recherche itérative pour trouver le point de fonctionnement du panneau pour que la puissance générée soit maximale sans interruption de fonctionnement du système. Elles ne sont pas basées sur des valeurs de références prédéfinies ou à partir des paramètres opérationnels, mais sur la maximisation permanente de la puissance générée par les panneaux solaires. Ainsi pour un point donné on fait la recherche dans un certain sens, si on a une augmentation de la puissance du panneau alors on maintient cette direction de recherche, sinon on cherche dans le sens opposé [17].

### III.5.2. Algorithme perturbation et observation

C'est l'algorithme de poursuite du point de puissance maximale (PPM) le plus utilisé, et comme son nom l'indique il est basé sur la perturbation du système par l'augmentation ou la diminution de la tension de référence, ou en agissant directement sur le rapport cyclique du

convertisseur (DC-DC), puis l'observation de l'effet sur la puissance de sortie en vue d'une éventuelle correction de ce rapport cyclique (D) [17].

Si la valeur de la puissance actuelle  $P(k)$  du générateur est supérieure à la valeur précédente  $P(k-1)$  alors on garde la même direction de perturbation précédente sinon on inverse la perturbation du cycle précédent. L'organigramme de l'algorithme de perturbation et de l'observation ( $P$  et  $O$ ) est donné par la (figure 3.8).

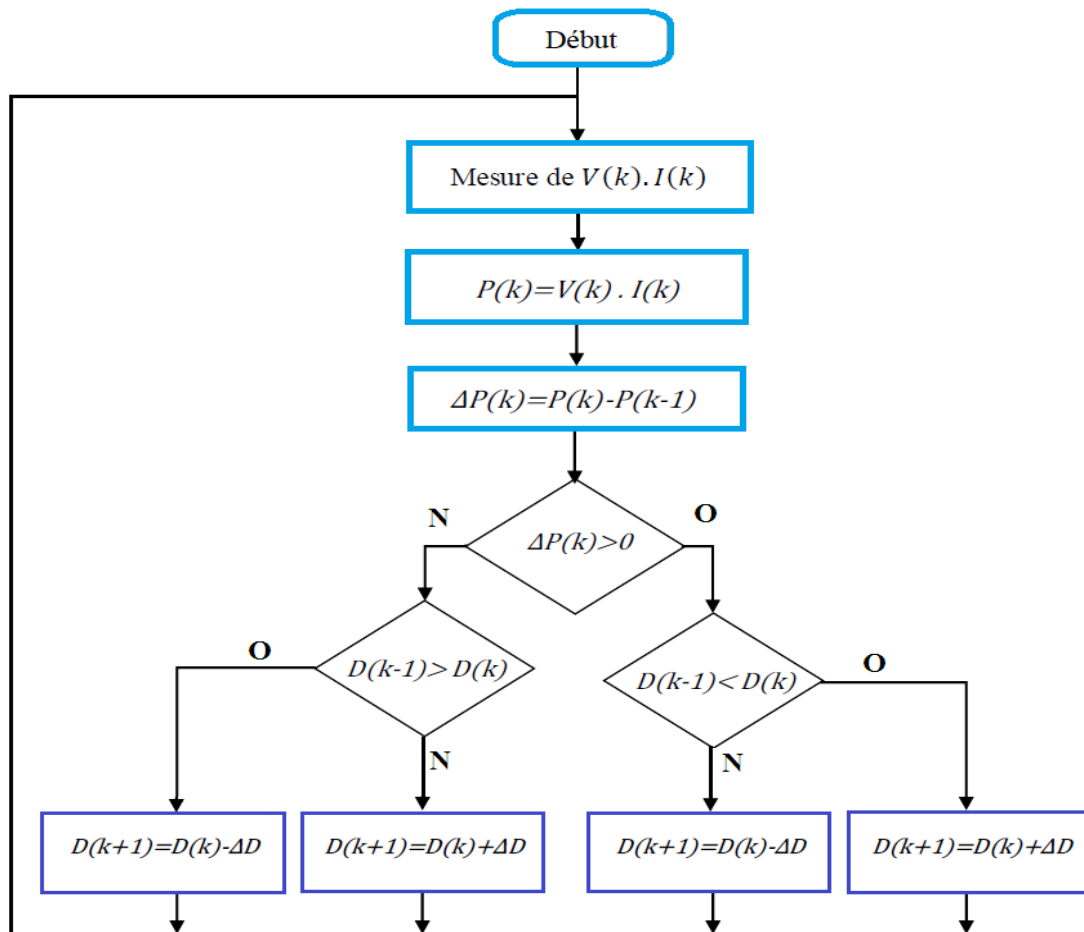


Figure 3.8. Algorithme de perturbation et de l'observation (P & O) [17].

### III.5.3. La méthode incrémentation de la conductance

L'avantage de cet algorithme est la vitesse de recherche du point de puissance maximale quand les conditions atmosphériques changent rapidement ; la description de l'algorithme sera présentée par la suite [28].

La puissance produite par le générateur PV peut être exprimé par :

$$P_{PV_n} = I_{PV} \cdot V_{PV} \quad (3.7)$$

La conductance et l'incrément de la conductance peuvent être identifiées en dérivant l'équation par rapport à la tension  $P_{PV}$ :

$$\frac{1}{V} \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{I_{PV}}{V_{PV}} + \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \quad (3.8)$$

Ainsi on a noté avec  $G$  la conductance et avec  $\Delta G$  l'incrément de la conductance :

$$G = \frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (3.9)$$

$$\Delta G = \frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (3.10)$$

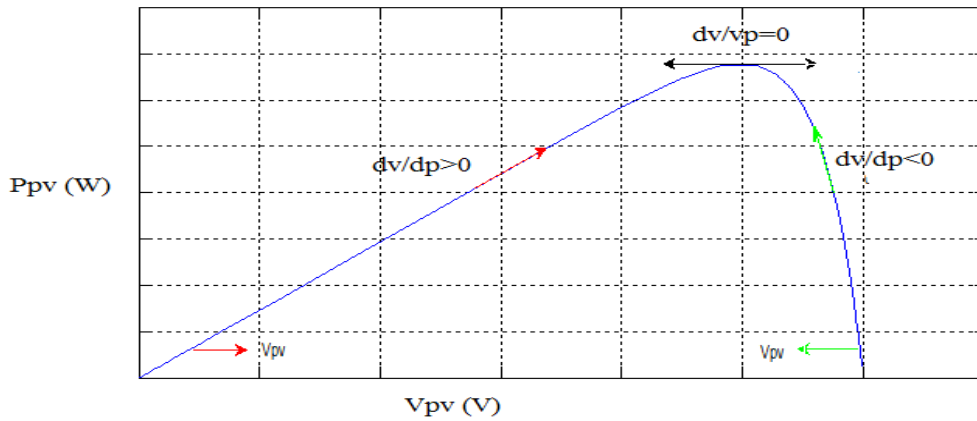


Figure 3.9. Trajectoire par Incrémentation de Conductance [28].

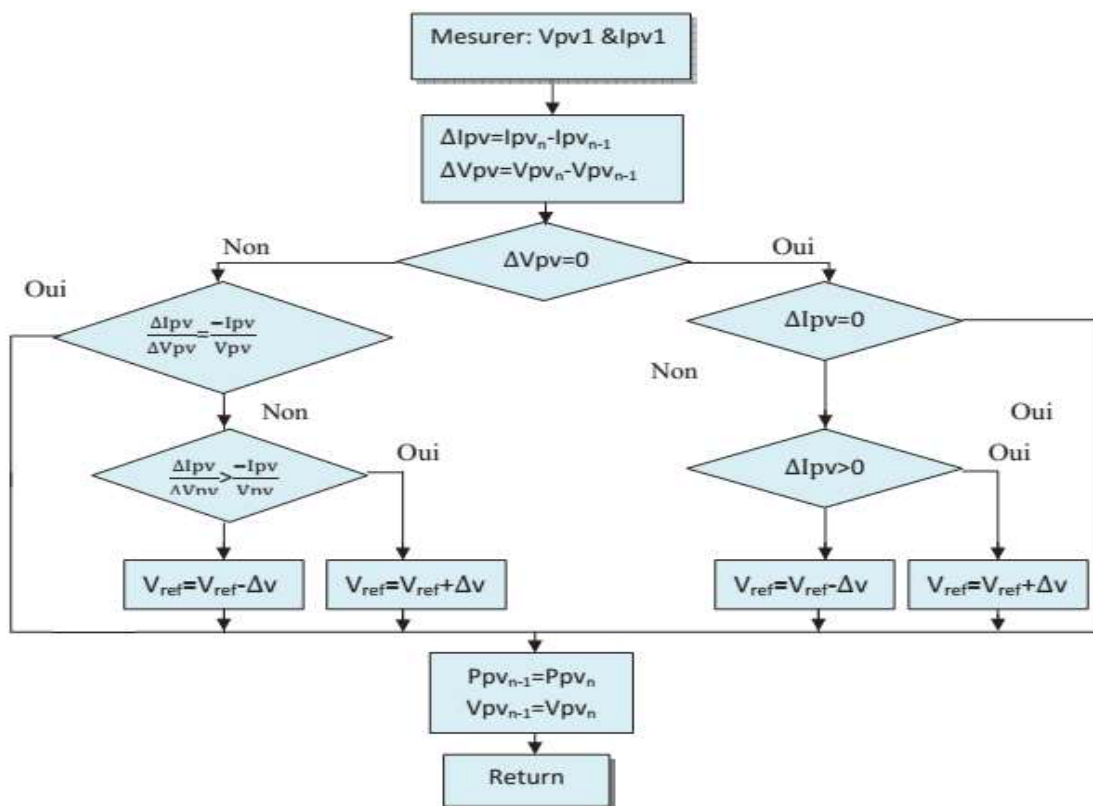


Figure 3.10. Algorithme d'incrémentation de la conductance [28].

### III.6. Convertisseurs DC/AC

#### III.6.1. Modélisation de l'onduleur de tension triphasé à deux niveaux

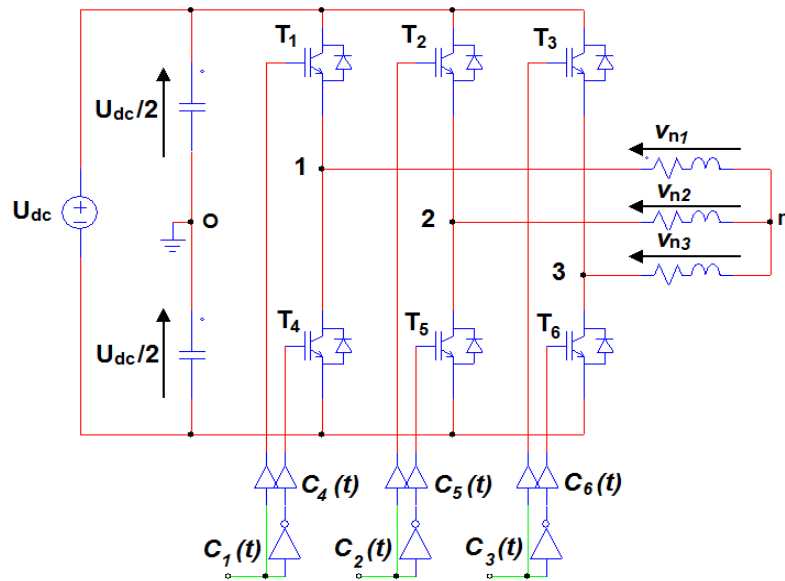
L'onduleur de tension triphasé est un convertisseur continu alternatif permettant d'imposer aux bornes d'une charge triphasée des tensions de phase via une commande logique. Selon les puissances mises en jeu, l'onduleur de tension est équipé de transistors IGBT de commutation. La (figure 3.11) montre le schéma de principe d'un onduleur de tension triphasé alimentant une charge triphasée couplée en étoile. Il est composé de trois bras composés chacun de deux interrupteurs.

$U_{dc}$  étant la tension du bus continu à l'entrée de l'onduleur de tension. La fonction  $C_i(t)$  ( $i=1, 2, 3$ ) est une fonction binaire qui représente l'état du  $i^{\text{ème}}$  bras de l'onduleur de tension. Cette fonction est suffisante à elle seule pour caractériser le fonctionnement d'un bras entier. En effet, les interrupteurs d'un même bras sont commandés de façon complémentaire afin d'éviter un court-circuit de la source de tension d'entrée  $U_{dc}$ . Ainsi, la fonction  $C_i(t)$  du  $i^{\text{ème}}$  bras est définie comme suit [29] :

- ✓  $C_i(t)=1$  si l'interrupteur du haut est fermé et celui du bas est ouvert ;
- ✓  $C_i(t)=0$  si l'interrupteur du haut est ouvert et celui du bas est fermé.

Dans ces conditions on peut écrire les tensions  $v_{io}$  en fonction des signaux de commande  $C_i$  et en tenant compte du point fictif « o » représenter sur la figure 3.11 :

$$v_{io} = U_{dc} \left( C_i - \frac{1}{2} \right) \quad (3.11)$$



**Figure 3.11.** Schéma de principe d'un onduleur de tension alimentant une charge triphasée équilibrée.

Soit « n » le point neutre du coté charge triphasé (R, L), alors les trois tensions composées  $V_{12}, V_{23}$  et  $V_{31}$  sont définies par les relations suivantes :

$$\begin{cases} V_{12} = v_{1n} - v_{2n} \\ V_{23} = v_{2n} - v_{3n} \\ V_{31} = v_{3n} - v_{1n} \end{cases} \quad (3.12)$$

La charge (R, L) est équilibrée  $v_{1n} + v_{2n} + v_{3n} = 0$ , on aura donc :

$$\begin{cases} v_{1n} = \frac{1}{3}(V_{12} - V_{31}) \\ v_{2n} = \frac{1}{3}(V_{23} - V_{12}) \\ v_{3n} = \frac{1}{3}(V_{31} - V_{23}) \end{cases} \quad (3.13)$$

En faisant apparaître le point « o », les tensions entre phases peuvent aussi s'écrire :

$$\begin{cases} V_{12} = V_{1o} - V_{2o} \\ V_{23} = V_{2o} - V_{3o} \\ V_{31} = V_{3o} - V_{1o} \end{cases} \quad (3.14)$$

En remplaçant (3.14) dans (3.13) on obtient :

$$\begin{bmatrix} v_{1n} \\ v_{2n} \\ v_{3n} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{1o} \\ V_{2o} \\ V_{3o} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Et avec les relations suivantes :

$$\begin{cases} V_{1o} = v_{1n} + v_{no} \\ V_{2o} = v_{2n} + v_{no} \\ V_{3o} = v_{3n} + v_{no} \end{cases} \quad (3.16)$$

On peut déduire le potentiel entre les points  $n$  et  $o$  :

$$v_{no} = \frac{1}{3}(v_{1o} + v_{2o} + v_{3o}) \quad (3.17)$$

Pour une charge triphasée équilibrée, le cas d'une machine triphasée alternative couplée en étoile, la relation liant les vecteurs tensions simples  $v_{1n}(t), v_{2n}(t)$  et  $v_{3n}(t)$  aux signaux de commande  $C_1(t), C_2(t)$  et  $C_3(t)$  avec l'utilisation de l'expression (3.11) est donnée par la relation matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} v_{1n}(t) \\ v_{2n}(t) \\ v_{3n}(t) \end{bmatrix} = \frac{U_{dc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_1(t) \\ C_2(t) \\ C_3(t) \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

### III.6.2. La technique de modulation « Sinus-triangle » (ST-PWM)

La fonction Modulation de Largeur d'Impulsions (ou Pulse Width Modulation) transforme une tension triphasée  $V_{1ref}, V_{2ref}, V_{3ref}$  en signaux d'ouverture et de fermeture des interrupteurs des trois bras de l'onduleur alimenté [30].

Comme nous venons de le citer, dans le cas de la MLI sinus-triangle, l'idée est de comparer les trois sinusoïdes de référence (représentatives de  $V_{1ref}, V_{2ref}, V_{3ref}$  à un coefficient multiplicateur près) de fréquence  $f_r$  à un signal triangle de fréquence  $f_p$  de la porteuse bien supérieure à  $f_r$  (Figure 3.12). La porteuse est un signal triangulaire caractérisée par sa fréquence  $f_p$  et sa valeur de crête  $V_p$ .

On définit l'équation de la porteuse dans sa période  $[0, T_p]$  par [31] :

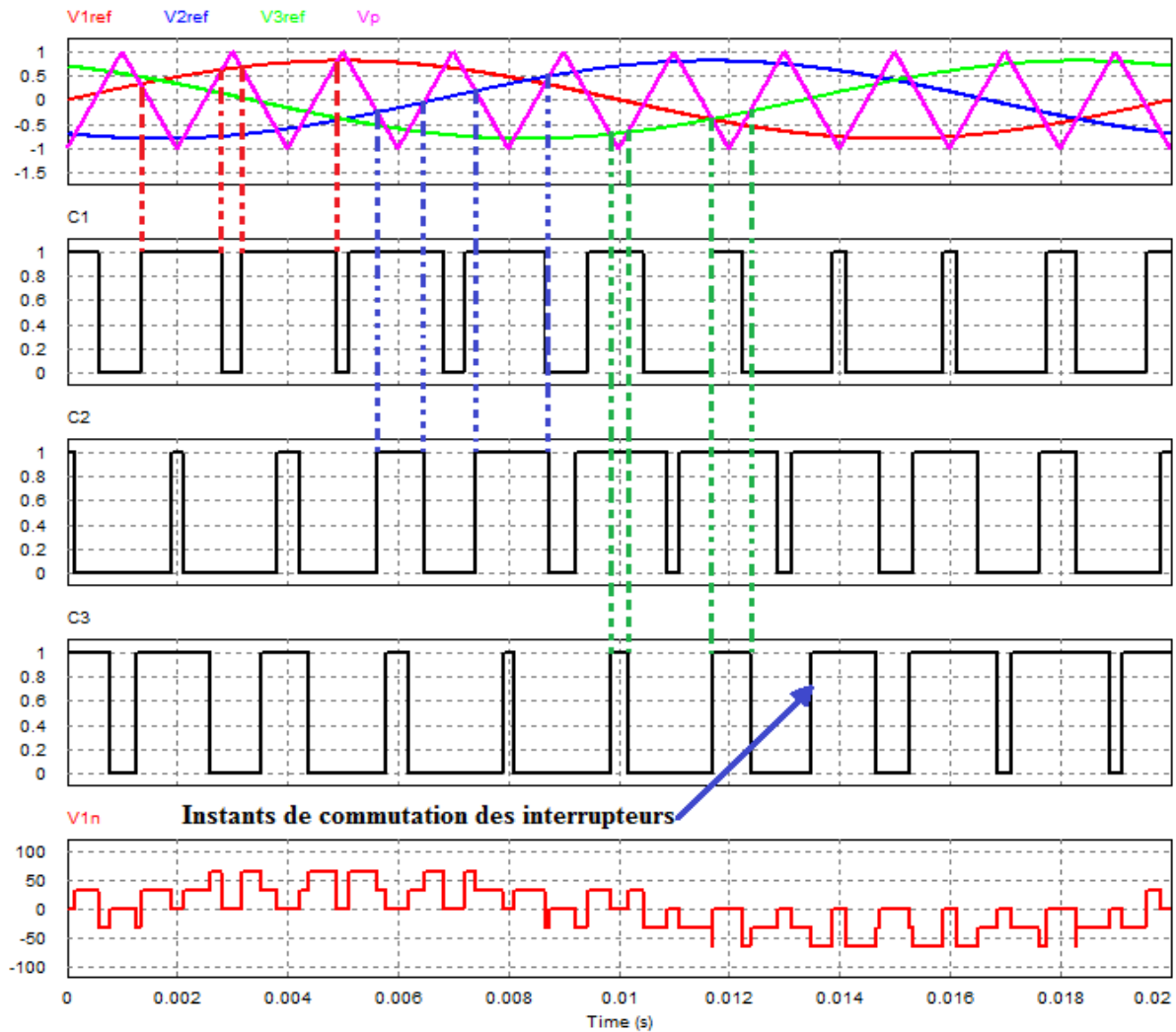
$$\begin{cases} x_1(t) = V_p \left(-1 + 4 \frac{t}{T_p}\right) & \text{si } t \in \left[0 \quad \frac{T_p}{2}\right] \\ x_2(t) = V_p \left(3 - 4 \frac{t}{T_p}\right) & \text{si } t \in \left[\frac{T_p}{2} \quad T_p\right] \end{cases} \quad (3.19)$$

La référence est un signal sinusoïdal d'amplitude  $V_r$  et de fréquence  $f_r$ . En triphasé, les trois tensions sinusoïdales de références sont données par :

$$\begin{cases} V_{1ref} = V_{r1} = V_r \sin 2\pi f_r t \\ V_{2ref} = V_{r2} = V_r \sin(2\pi f_r t - 2\pi / 3) \\ V_{3ref} = V_{r3} = V_r \sin(2\pi f_r t + 2\pi / 3) \end{cases} \quad (3.20)$$

La commande MLI sinus triangle utilise la comparaison avec la porteuse des trois composantes de la tension de référence pour déterminer les états  $C_1, C_2$  et  $C_3$  des interrupteurs de l'onduleur. Ceux-ci sont donnés par l'équation :

$$C_{123} = \begin{cases} 1 & \text{si } (V_{r123} - x(t)) \geq 0 \\ 0 & \text{si } (V_{r123} - x(t)) < 0 \end{cases} \quad (3.21)$$



**Figure 3.12.** Signaux de modulation sinus-triangle et principe de sa commande.

### III.6.2.1. Paramètres de la commande

✓ **Le rapport de modulation  $m$**  : il s'agit de la grandeur :  $m = \frac{f_p}{f_r}$

Les signaux de sortie sont d'autant plus propres (THD faible) que  $m$  est grand. L'implantation de la commande est d'autant moins coûteuse en moyens de calcul que  $m$  est petit (la fréquence d'échantillonnage des signaux est directement liée à la valeur de  $m$ ). De plus, les pertes par commutation augmentent avec la valeur de  $m$ . Un compromis quant au choix de la valeur de  $m$  doit donc être trouvé entre précision, rendement et coût [31].

Le taux de modulation  $r$  : (ou coefficient de réglage en tension ou encore rapport cyclique) qui donne le rapport de l'amplitude de la modulante  $V_r$  à la valeur crête  $V_p$  de la porteuse :

$$r = \frac{V_r}{V_p} \quad [31].$$



### **III.7. Conclusion**

La modélisation de chaque composant de puissance pour un système photovoltaïque a été élaborée à partir des modèles de la littérature (champ PV, convertisseurs, le MPPT) ; cette modélisation est une étape essentielle permet d'introduire un certain nombre de modèles puis évaluer la caractéristique de chaque élément de l'installation ainsi les paramètres constituant. Dans un système énergétique photovoltaïque, on désire toujours travailler au voisinage du point de puissance maximale MPP, afin de minimiser au maximum les pertes en énergie produite. Pour voir l'efficacité de la méthode d'optimisation P&O dans le rôle de suivre le point de puissance maximale on va simuler notre système choisi ce qui est présenté dans le 4<sup>ème</sup> chapitre.

# Chapitre IV

## Simulation d'un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique.

**Chapitre IV**  
**Simulation d'un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique.**

**IV.1. Introduction**

Dans ce chapitre nous avons simulé sous l'environnement MATLAB /SIMULINK tous les équipements représentant un système photovoltaïque raccordé au réseau électrique tel que le générateur PV, le hacheur survolteur, l'onduleur et la charge.

Afin de maximiser l'efficacité du système d'énergie renouvelable, il est nécessaire de poursuivre le point de puissance maximale (MPP) de la source d'entrée. Dans ce contexte, nous proposons un système de commande MPPT utilisant la méthode classique P&O pour améliorer l'efficacité de la conversion de l'énergie PV.

**IV.2. Système photovoltaïque connecté au réseau électrique proposé**

Le système que nous proposons pour l'étude et la simulation est schématisé sur la figure 4.1.

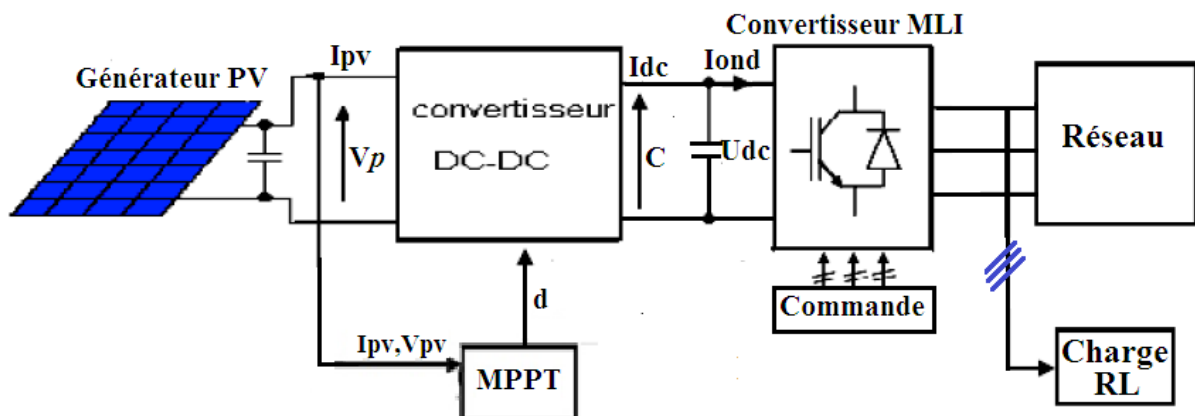


Figure 4.1. Schéma synoptique d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique

Dans les systèmes PV (sans transformateurs) connectés au réseau électrique, le champ PV est directement couplé au réseau à l'aide d'un onduleur ou un étage de convertisseurs continu-continu/continu-alternatif.

Dans ce chapitre, une étude descriptive générale des systèmes photovoltaïques reliés au réseau électrique est présentée. Cette étude comprend : la conception des systèmes photovoltaïques, leurs types, les problèmes produits, les techniques et les conditions des normes d'interconnexions.

### IV.2.1. Générateur photovoltaïque

Dans cette étude, nous avons utilisé le module BP SX150s d'une puissance de 150W qui contient 72 cellules PV en série. Les caractéristiques électriques du module PV sont données par le tableau suivant :

Caractéristiques électriques	E=1000w/m <sup>2</sup> , T=25 c
Puissance maximale de module (P <sub>max</sub> )	150 W
Courant de court-circuit (I <sub>CC</sub> )	4.75 A
Tension de circuit ouvert (V <sub>OC</sub> )	43.5 V
Courant au MPP (I <sub>MPP</sub> )	4.35 A
Tension au MMP (V <sub>MPP</sub> )	34.5 V
Nombre de cellules en série (N <sub>s</sub> )	72

Tableau. 4.1. Caractéristiques électriques du Module PV BP SX150s

### IV.2.2. Modèle de simulation

Nous avons utilisé le modèle Simulink (Figure 4.2) présenté dans [7], en nous basant sur le modèle mathématique décrit par les équations étudiées dans le chapitre 2.

L'implémentation sous Simulink du modèle mathématique du GPV est illustrée sur la figure ci-dessous.

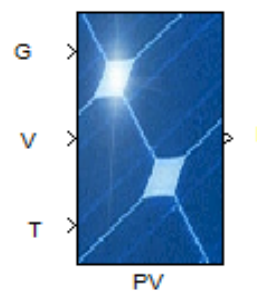


Figure 4.2. Modèle Simulink représentant le GPV

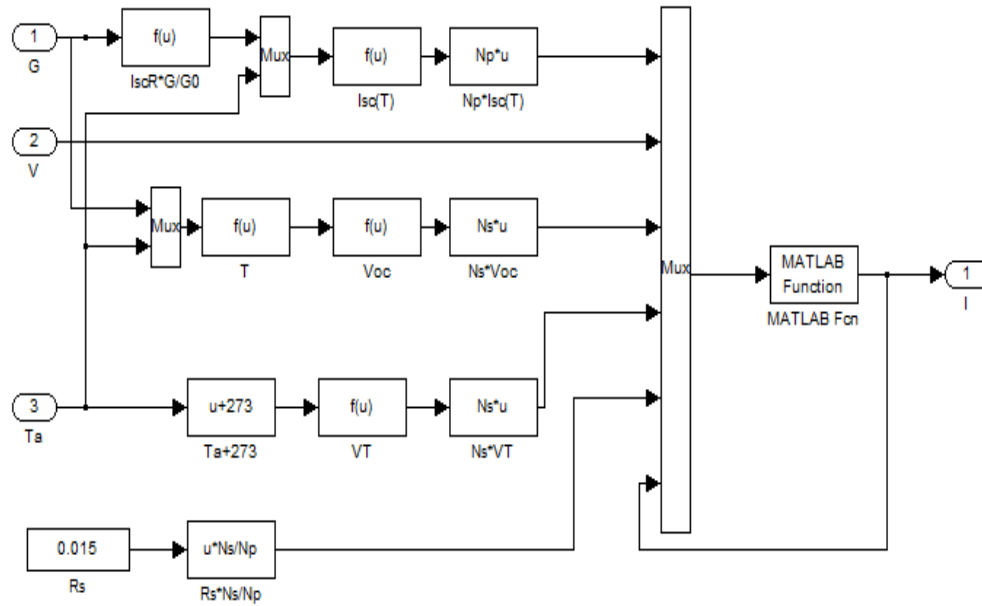


Figure 4.3. Schéma bloc du GPV sous Simulink

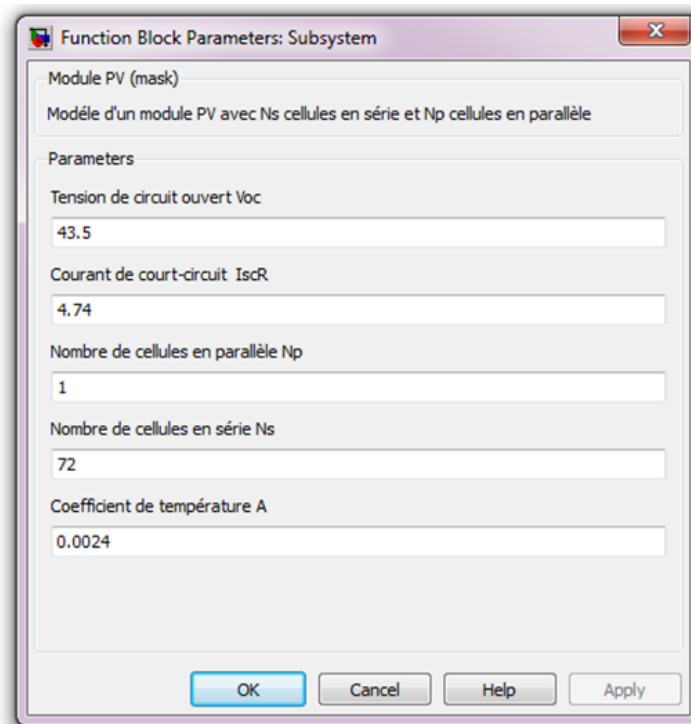


Figure 4.4. Masque des paramètres du GPV

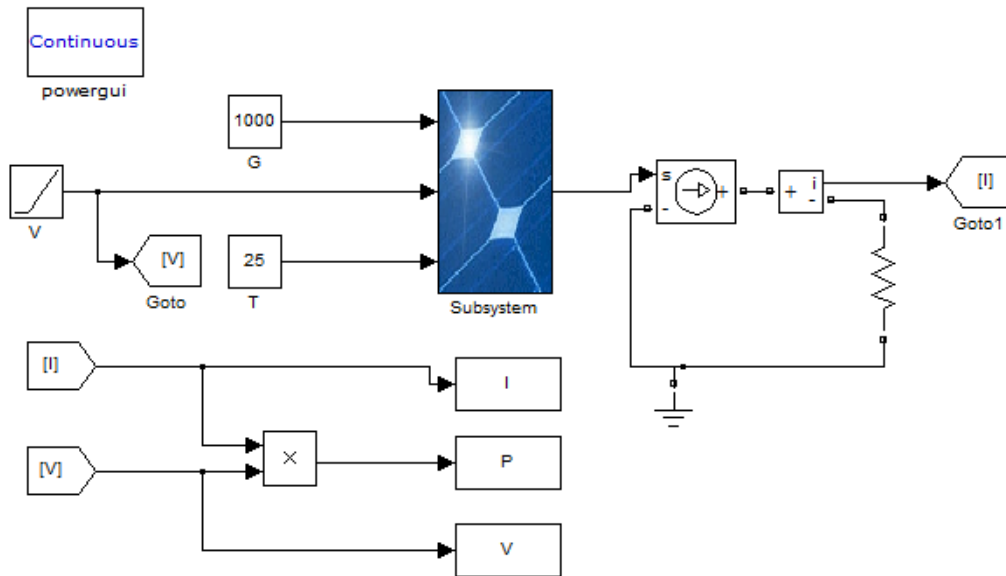


Figure 4.5. Système permettant d'obtenir les caractéristiques I/V et P/V du GPV

### IV.2.3. Résultat de la simulation des caractéristiques électriques du GPV

La simulation du GPV sous les conditions standard ( $E = 1000 \text{ W/m}^2$  et  $T = 25^\circ$ ), a donné les courbes de ses caractéristiques électriques (Figure 4.6 et 4.7).

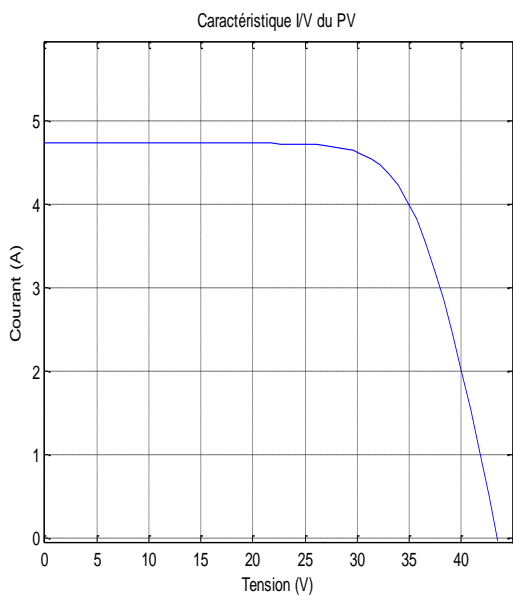


Figure 4.6. Caractéristique I/V du GPV

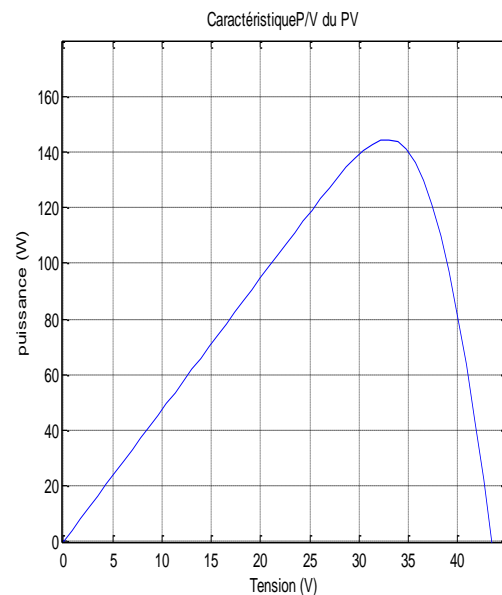


Figure 4.7. Caractéristique P/V du GPV

### IV.3. Simulation du system photovoltaïque avec hacheur commandé en MPPT

Les convertisseurs abaisseur (Buck) et élévateur de tension (Boost) sont généralement les plus utilisés par les concepteurs du suiveur de la puissance maximale.

Dans ce travail, le convertisseur Boost est choisi, puisqu'il présente d'excellentes caractéristiques telles que la possibilité d'avoir des tensions élevées, un bon rendement et une taille et un coût réduits.

#### IV.3.1. Modèle de simulation du hacheur survolteur

Parmi les techniques de commande MPPT du hacheur (Boost) décrites au chapitre II, nous avons choisi la méthode Perturber & Observer (P&O) pour sa simplicité.

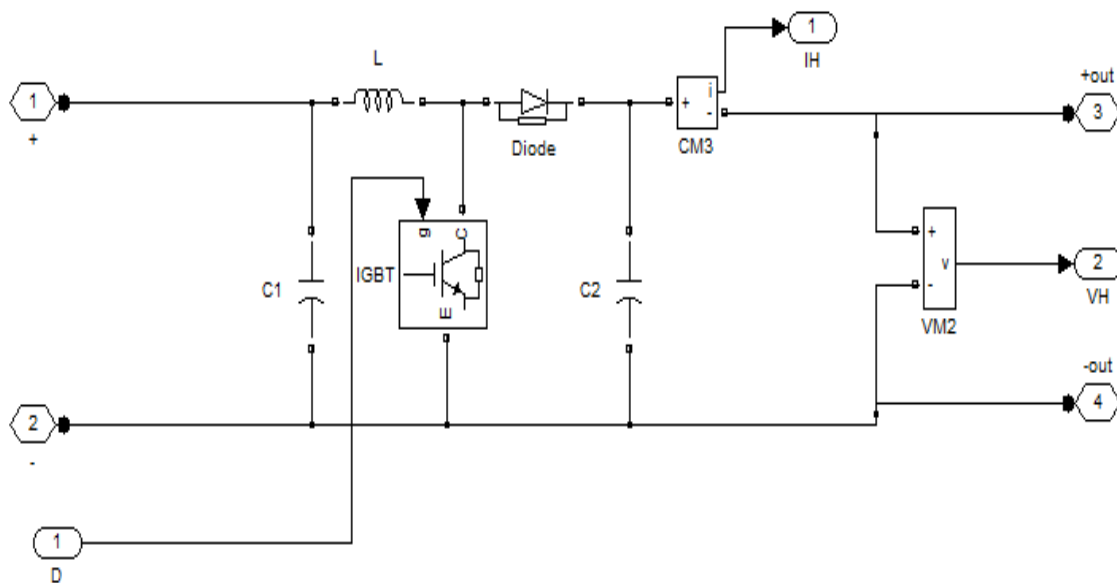


Figure 4.8. Modèle Simulink d'un hacheur Boost

#### IV.3.2. Commande MPPT

Nous avons établi un modèle (Figure 4.9) sous Simulink pour la simulation de la commande P&O.

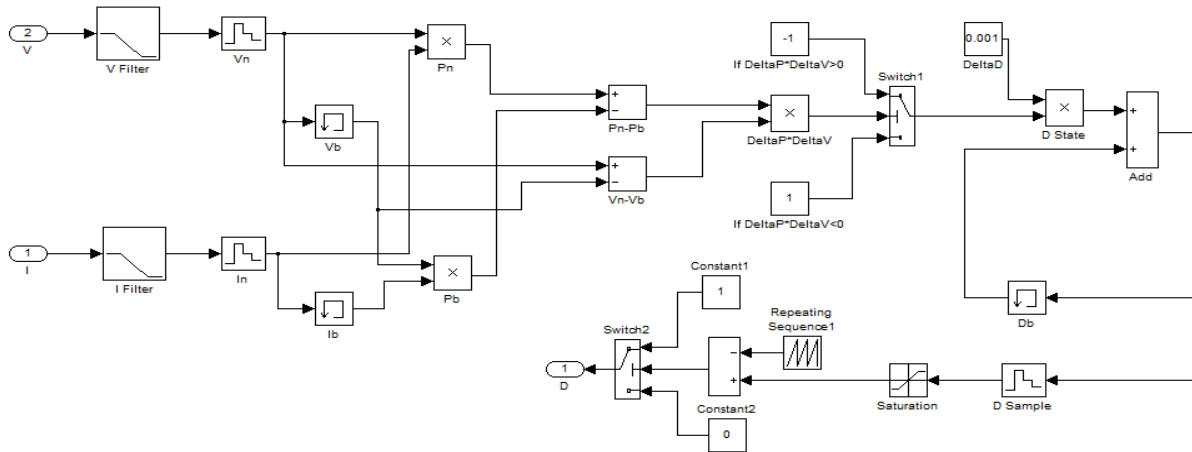


Figure 4.9. Modèle Simulink pour la simulation de l'algorithme P&O

### IV.3.3. Modèle Simulink pour la simulation du système global

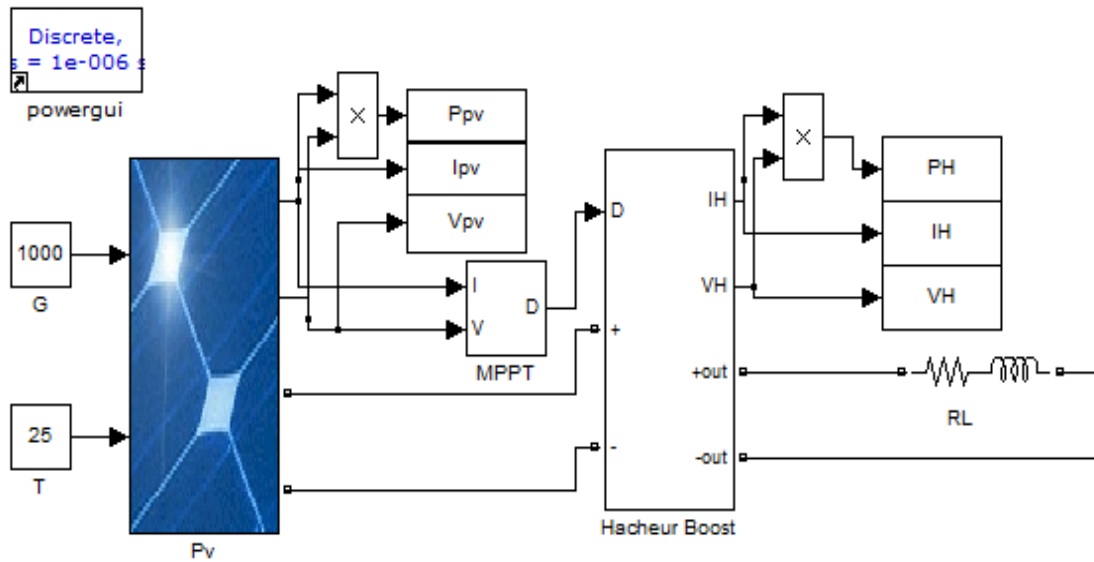


Figure 4.10. Modèle Simulink pour la simulation d'un GPV et un hacheur commandé en MPPT



#### IV.3.4. Résultats de la simulation

Afin d'analyser le comportement du système et en particulier la commande MPPT P&O, nous avons fait varier le niveau de rayonnement (Figure 4.11). Au début, il vaut 1kW, puis il baisse à 800W pour augmenter à la fin à 1kW.

Les différents paramètres de simulation sont : fréquence du MPPT 50Hz, fréquence de commutation du hacheur Boost 100kHz, le pas de perturbation de la commande MPPT 0.05, le rapport cyclique initial 0.7, l'inductance du hacheur 60  $\mu H$ , le condensateur de sortie du hacheur 100  $\mu F$  et la charge RL ( $R = 20\Omega$ ,  $L = 3 mH$ ).

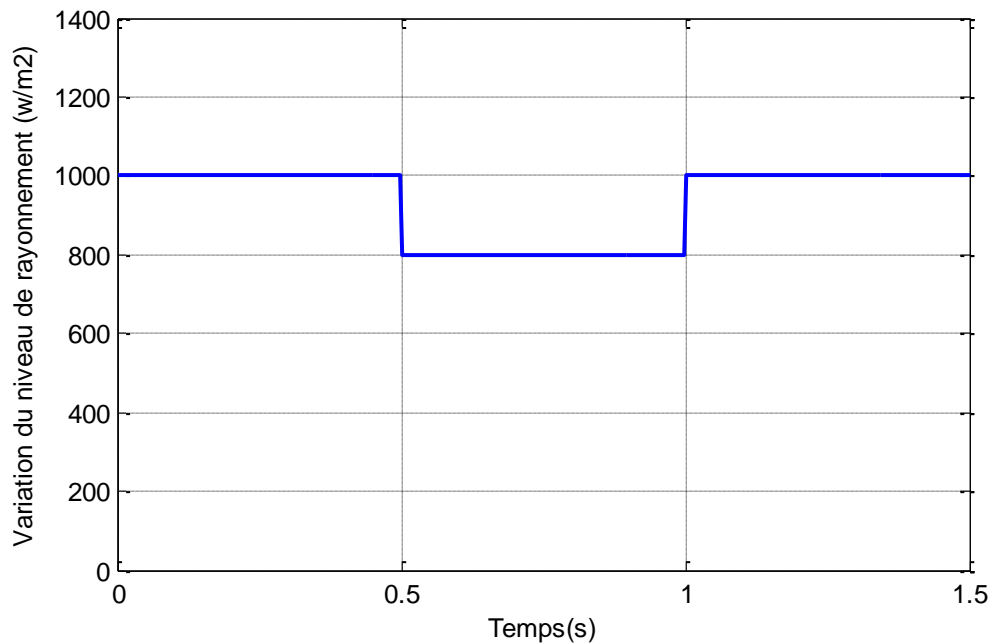


Figure 4.11. Variation du niveau de rayonnement

Sur la (Figure 4.12), on voit que la tension et le courant du GPV augmentent par palier, ce qui correspond à la commande MPPT P&O qui perturbe le système avec un pas et observe l'impact sur la puissance produite. La commande MPPT P&O réussit à poursuivre le MPP. Il s'ensuit alors un mouvement d'oscillation autour du MPP. Au instants 0.5 et 1 lorsque le niveau de rayonnement baisse à 800 W ou augmente à 1kW, la commande arrive à atteindre le MPP rapidement. On remarque que la tension MPP varie peu en comparaison avec le courant MPP lors de la variation du niveau de rayonnement.

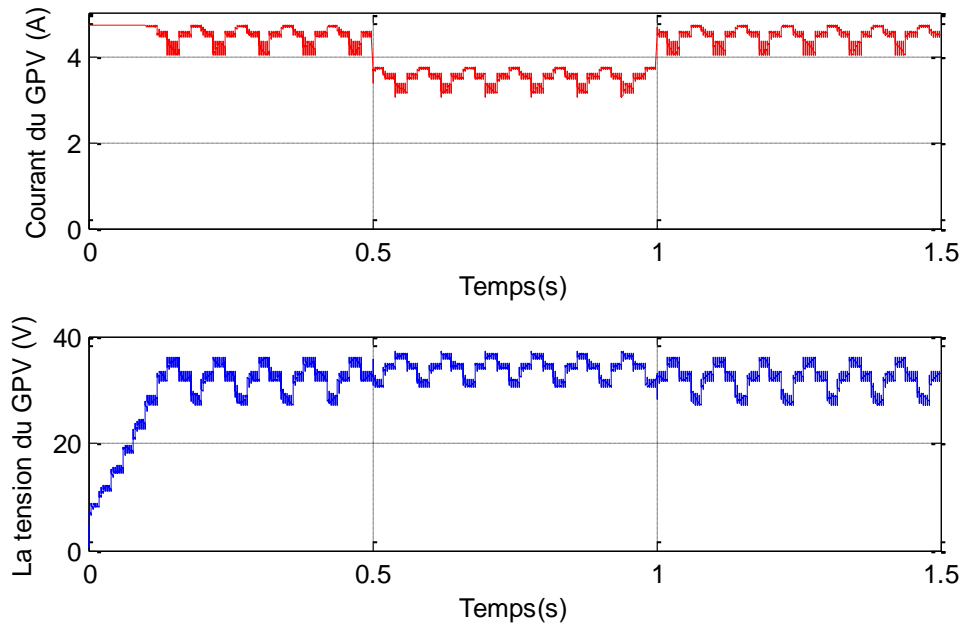


Figure 4.12. Tension et courant du GPV

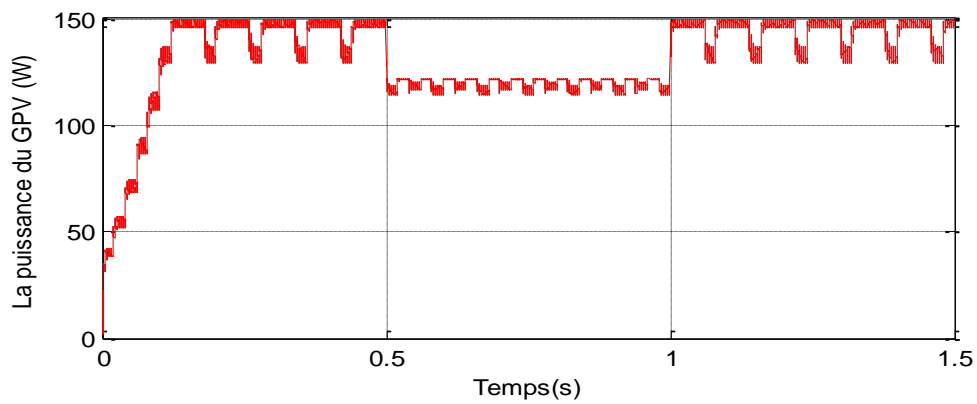


Figure 4.13. La puissance produite par le GPV

Sur la (figure 4.13), le maximum de puissance MPP est atteint après 0.2 secondes. A l'instant 0.5, le MPP change de position à cause de la baisse du niveau de rayonnement, ce qui se traduit par une baisse de la puissance produite. A l'instant 1, le MPP change encore à cause de l'augmentation du niveau de rayonnement.

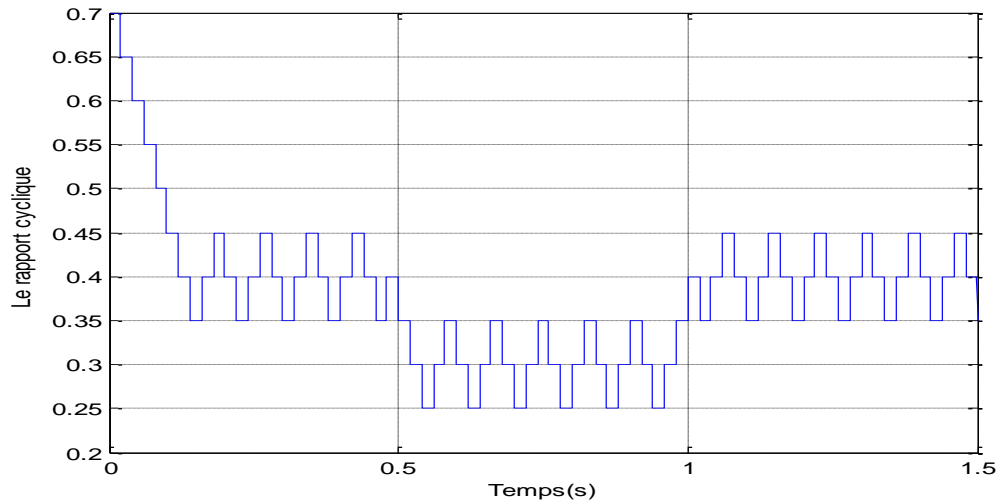


Figure 4.14. Le rapport cyclique

Sur la (figure 4.14), le rapport cyclique initial vaut 0.7. La commande MPPT P&O varie ce dernier afin d'atteindre le MPP. Une oscillation apparaît une fois que le MPP est atteint. Aux instants 0.5 et 1, la valeur du rapport cyclique change pour poursuivre le nouveau MPP.

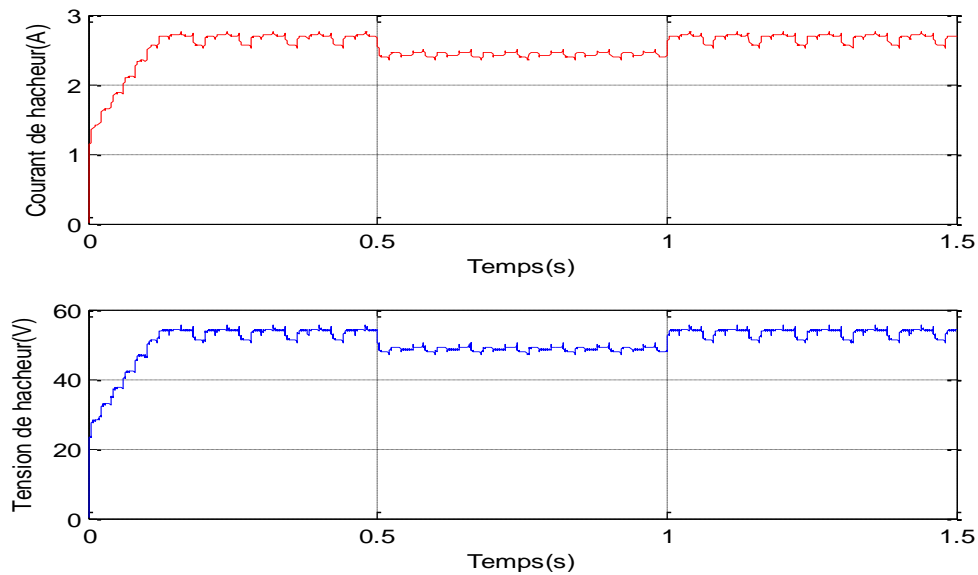


Figure 4.15. Le Courant et la tension de sortie du hacheur

La figure 4.15 représente le courant et la tension de sortie du hacheur Boost.

#### IV.4. Simulation d'un onduleur triphasé et commande MLI

##### IV.4.1. Simulation d'un onduleur triphasé

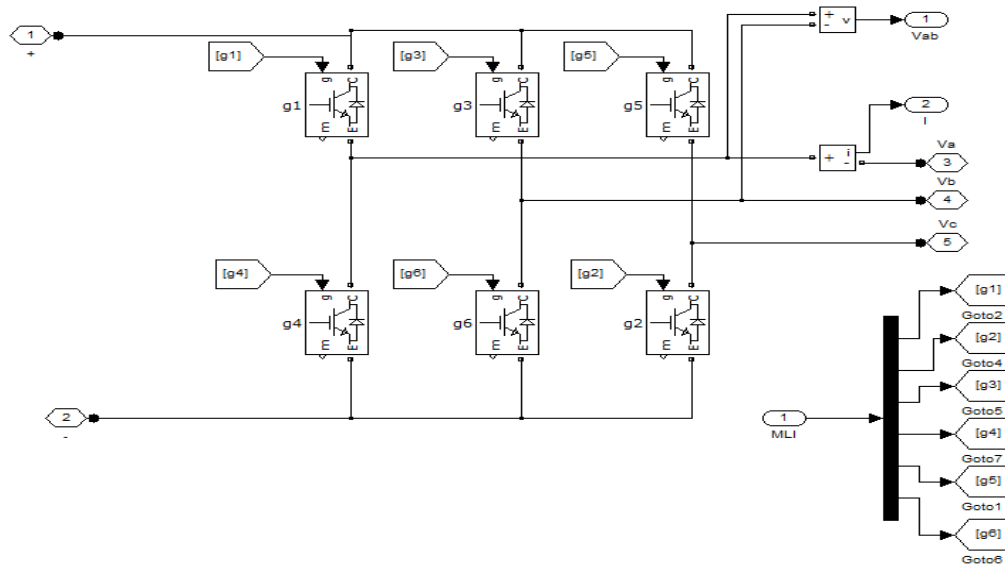


Figure 4.16. Schéma de simulation d'un onduleur triphasé

##### IV.4.2. Simulation d'une commande MLI

La modulation MLI est fortement inspirée des techniques utilisées dans la transmission de l'information. Elle consiste à moduler une onde porteuse triangulaire (issue d'un découpage à fréquence  $f_d=50\text{kHz}$ ) par une onde modulante sinusoïdale (fréquence  $f_s=1\text{kHz}$ ) à fréquence beaucoup plus basse.

Le modèle Simulink pour la simulation de la commande MLI (sinus-triangle) est présenté sur la figure 4.18.

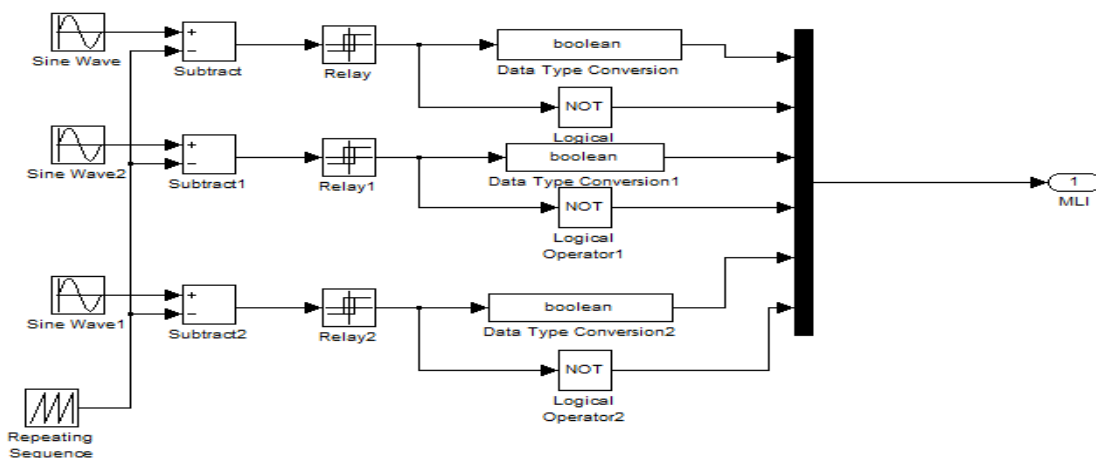


Figure 4.17. Schéma de simulation d'une commande MLI

## IV.5. Réseau électrique

Le système électrique est structuré en plusieurs niveaux, assurant des fonctions spécifiques propres et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions. Il est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières étant définies par les postes sources et les transformateurs (voir Figure 4.18) [32].

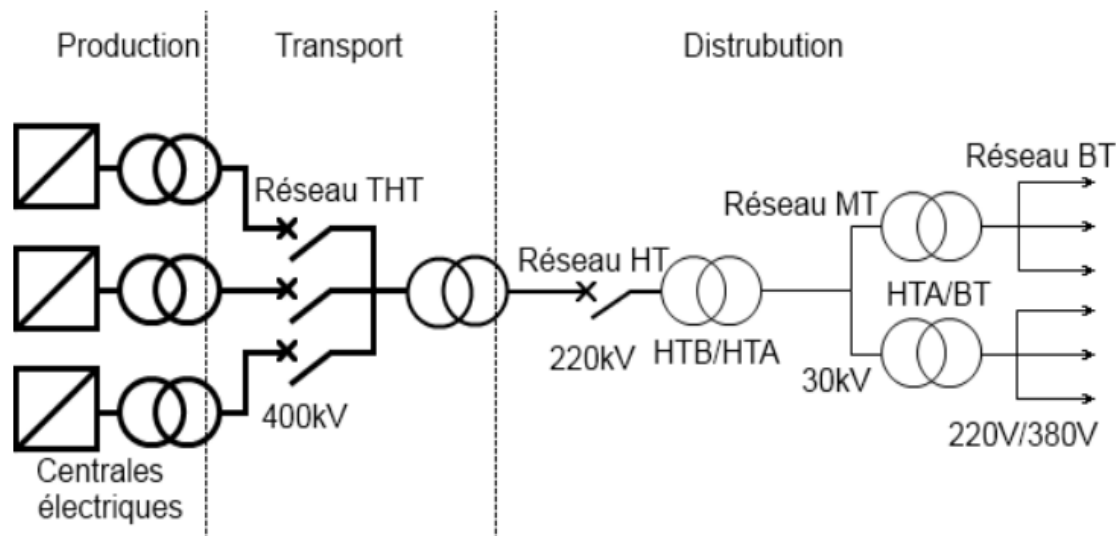


Figure 4.18. Schéma général de production, transport et distribution de l'énergie  
Électrique

- Les réseaux de transport à très haute tension (THT, 400 kV). C'est à ce niveau de tension que sont assurées les interconnexions entre régions au niveau national et les échanges (importation/exportation) d'énergie électrique au niveau international.
- Les réseaux de répartition à haute tension (HT, de 60 kV à 220 kV) assurent, à l'échelle régionale, le transport de l'électricité vers les zones de consommations et à quelques gros clients industriels directement connectés à celui-ci.
- Les réseaux de distribution sont les réseaux d'alimentation de l'ensemble de la clientèle. On distingue deux sous niveaux : les réseaux à moyenne tension (MT, de 5,5 kV à 30 kV) et les réseaux à basse tension (BT, de 110 V à 220 V). Les réseaux de distribution moyenne tension transportent l'énergie vers les réseaux à basse tension. Les réseaux basse tension sont destinés à alimenter des clients à faible demande d'énergie [32,33].

#### **IV.5.1. Problème de connexion des systèmes photovoltaïques au réseau**

Les problèmes concernant l'interconnexion du système photovoltaïque au réseau sont [30] :

- Le débrogage du système photovoltaïque si le réseau présente une défaillance (le problème d'islanding).
- La protection contre la foudre.
- La qualité de puissance fournie au réseau.
- Les effets des systèmes multiples sur une partie du réseau, en particulier monophasé non équilibré.
- Le dosage fiable des flux de puissance.
- Risques techniques et financiers.

#### **IV.5.2. Perturbations des réseaux électriques**

L'énergie électrique est fournie sous forme de tension constituant un système sinusoïdal triphasé dont les paramètres caractéristiques sont les suivants [14] :

- La fréquence
- L'amplitude des trois tensions
- La forme d'onde qui doit être la plus proche possible d'une sinusoïde
- La symétrie du système triphasé (égalité des modules des trois tensions, leur déphasage et l'ordre de succession des phases).

Des relations contractuelles peuvent s'établir entre fournisseur d'énergie et utilisateur final, mais aussi entre producteur et transporteur ou entre transporteur et distributeur dans le cadre d'un marché. Une application contractuelle nécessite que les termes soient définis en commun et acceptés par les différentes parties [14].

Afin de décrire certaines perturbations et de donner le niveau de conformité de l'énergie fournie. Les perturbations électriques affectant l'un des quatre paramètres cités précédemment peuvent se manifester par : un creux ou une coupure de tension, une fluctuation de la tension, un déséquilibre du système triphasé de tension, une fluctuation de la fréquence, la présence d'harmoniques et/ou d'inter-harmoniques [14].

## IV.6. Modélisation de réseau BT

### IV.6.1. Modèle mathématique

Le réseau triphasé a trois grandeurs sinusoïdales de même fréquence, déphasées entre elles de  $2\pi/3$ , et ayant la même valeur efficace. Ceci forme un système triphasé équilibré [34].

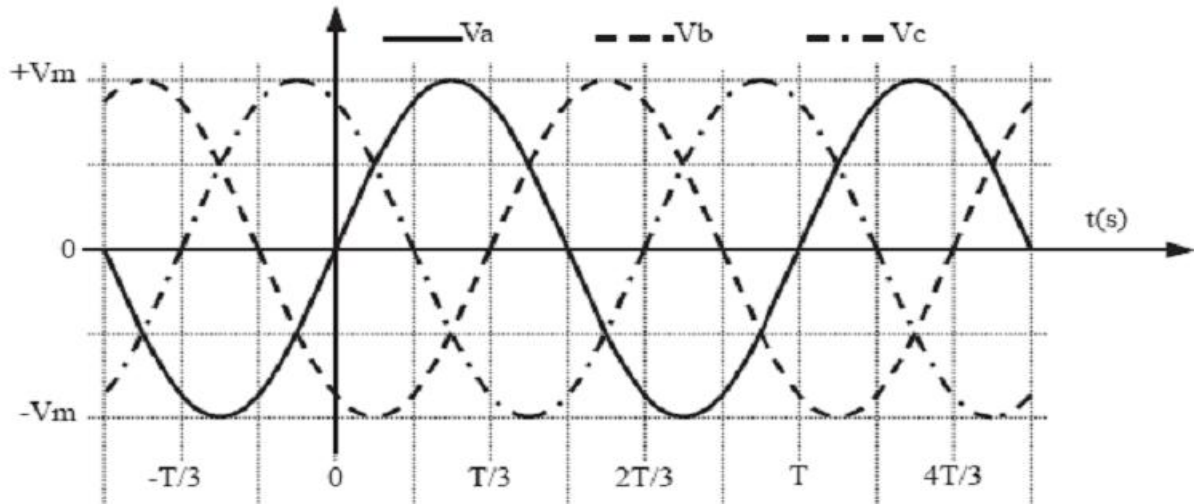


Figure 4.19. Système de tensions triphasé équilibré

On peut généralement considérer que  $(V_a \ V_b \ V_c)$  est un système de tensions triphasé équilibré direct. Il en est de même pour  $(U_{ab} \ U_{bc} \ U_{ca})$ . On a [34] :

$$\begin{cases} V_a = V_m \sin(\omega t) \\ V_b = V_m \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ V_c = V_m \sin(\omega t - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad (4.1)$$

$$\begin{cases} U_{ab} = V_a - V_b \\ U_{bc} = V_b - V_c \\ U_{ca} = V_c - V_a \end{cases} \quad (4.2)$$

Relations pour un système triphasé équilibré

$$\begin{cases} V_M = \sqrt{2}V_{eff} \\ U_M = \sqrt{3}V_m \\ U_{eff} = \sqrt{3}V_{eff} \end{cases} \quad (4.3)$$

### IV.6.2. Schéma de simulation de réseau

On va utiliser un réseau BT (220 V /750W) avec une fréquence de 50 Hz raccordé à un filtre de lissage de courant : Résistance égale  $0.8929\Omega$  et l'inductance  $0.01658\text{ H}$ .

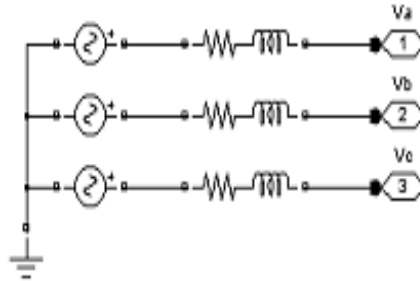


Figure 4.20. Modèle Simulink pour la simulation du réseau

### IV.7. Simulation du système PV global raccordé au réseau

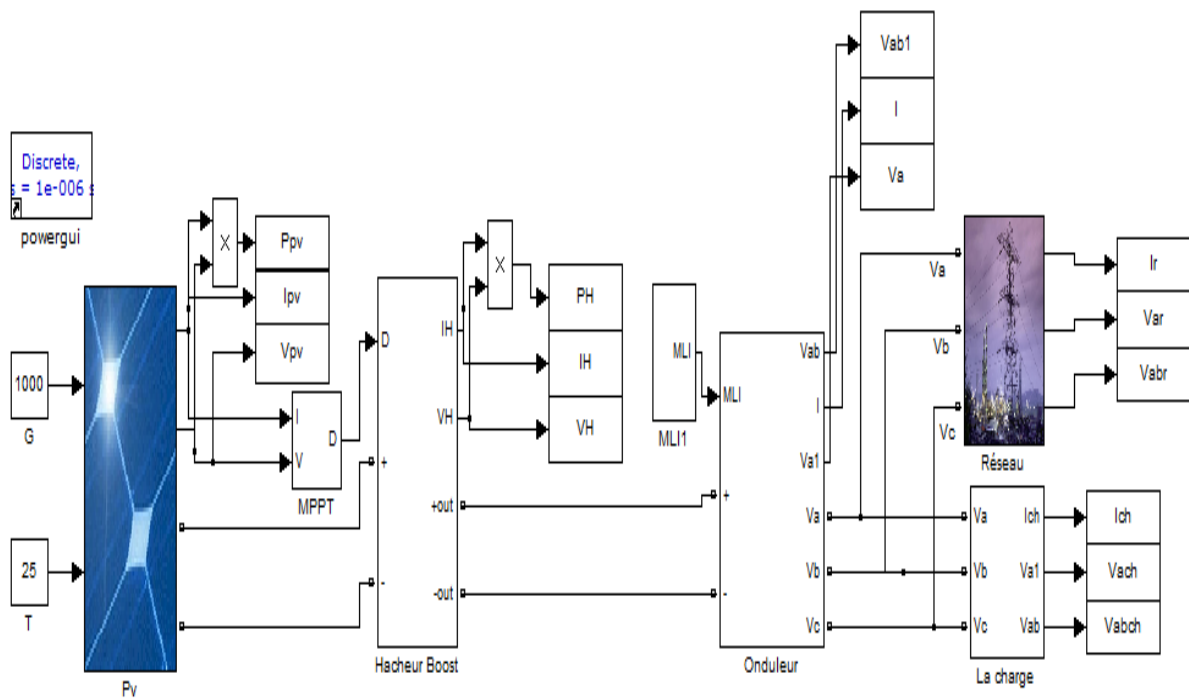


Figure 4.21. Modèle Simulink du système PV global raccordé au réseau.



### IV.7.1. Résultat de simulation

Le système choisi pour la simulation se compose de 5 modules de type BP SX150s de 150W montés en série. Le GPV peut donc fournir jusqu'à 750W au réseau dont il est raccordé. Le système se compose aussi d'un hacheur Boost commandé en MPPT et un onduleur triphasé commandé en MLI. La charge est de type RL.

Pour analyser le comportement du système, on a varié le niveau de l'éclairement de la même manière que la simulation précédente. Le niveau de rayonnement initial est de 1kW, qui va baisser à 600W pour remonter encore une fois à 1kW (Figure 4.22).

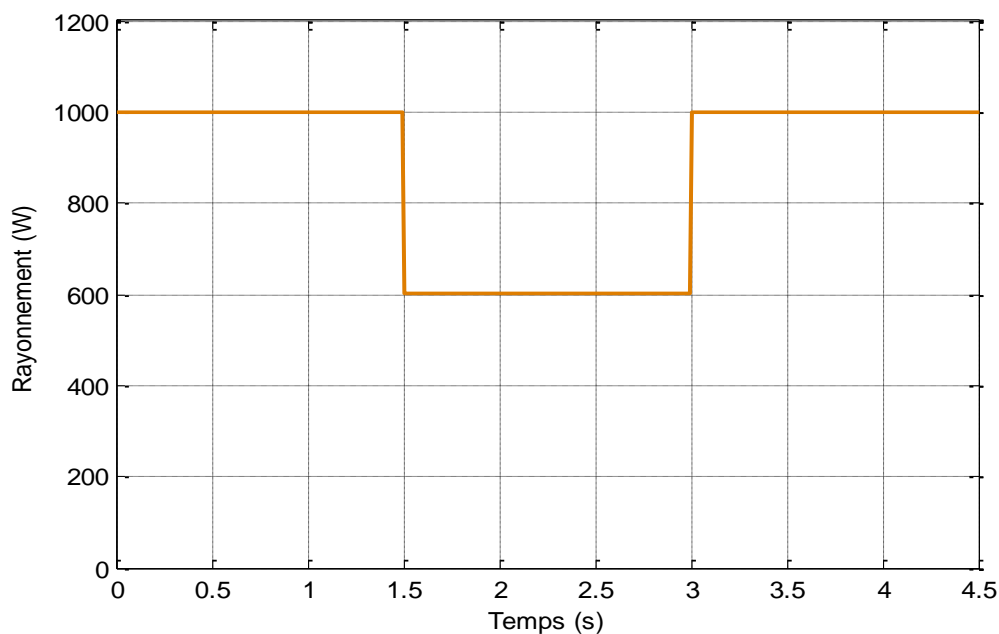


Figure 4.22. Variation du niveau de rayonnement

La (figure 4.23) présente la puissance produite par le GPV qui atteint 750W lorsque le niveau de rayonnement est de 1kW. La puissance baisse aussi tôt que le niveau de l'éclairement baisse. On voit bien sur la figure que la commande MPPT P&O parvient à poursuivre le MPP pour tout changement de l'éclairement.

La (figure 4.24) représente le courant injecté dans le réseau. Lorsque l'éclairement baisse, le courant produit baisse aussi comme on le voit sur la figure.

La (figure 4.25) représente la tension simple de l'onduleur. On remarque que la valeur de cette tension ne correspond pas à celle du réseau qui est de 220V. Ceci est dû au fait que la commande MLI utilisée ne prend pas en compte la tension du réseau.

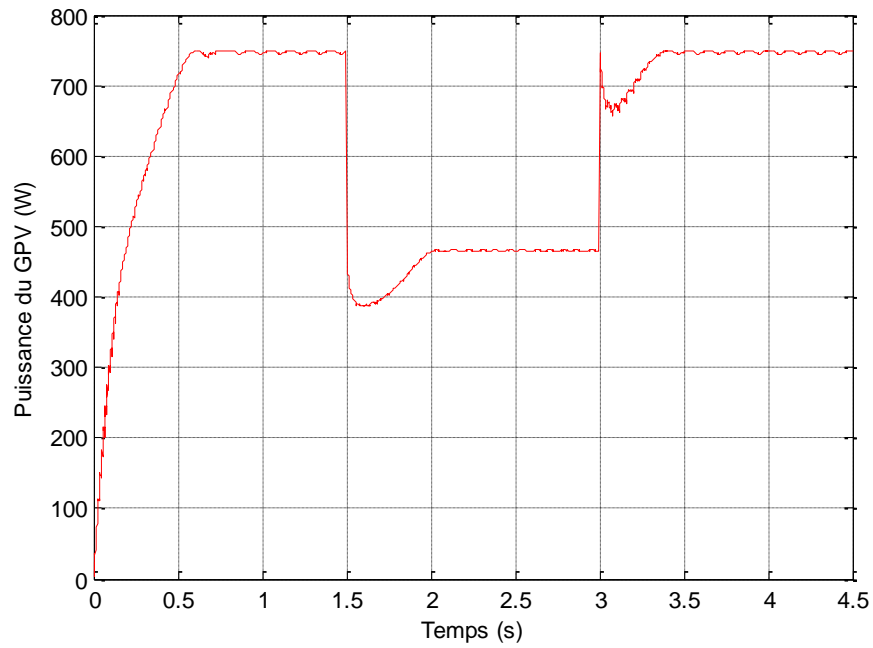


Figure 4.23. Puissance du GPV

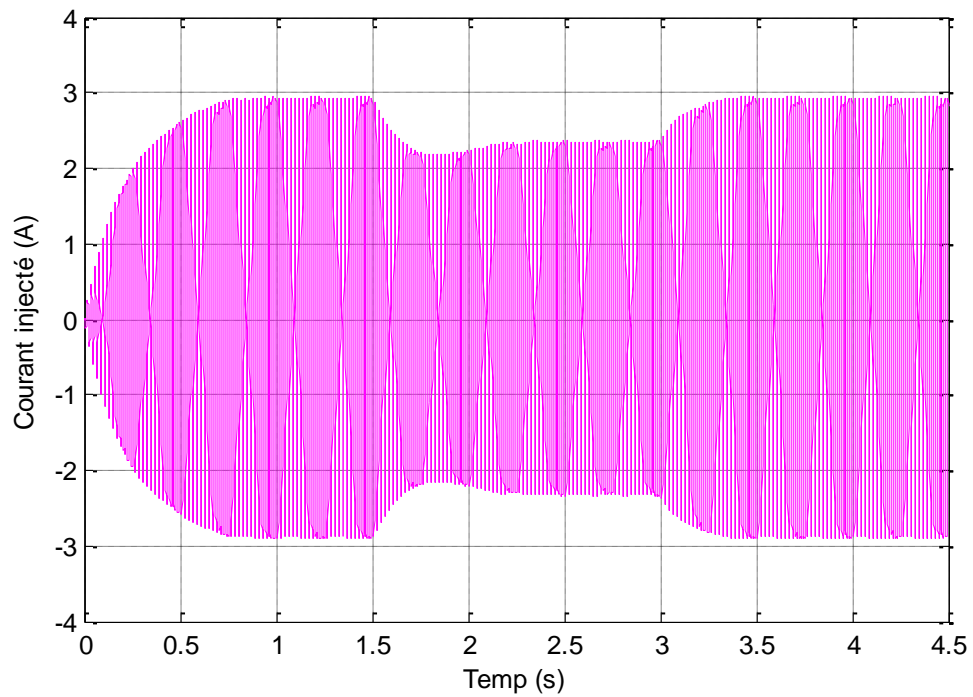


Figure 4.24. Courant injecté au réseau

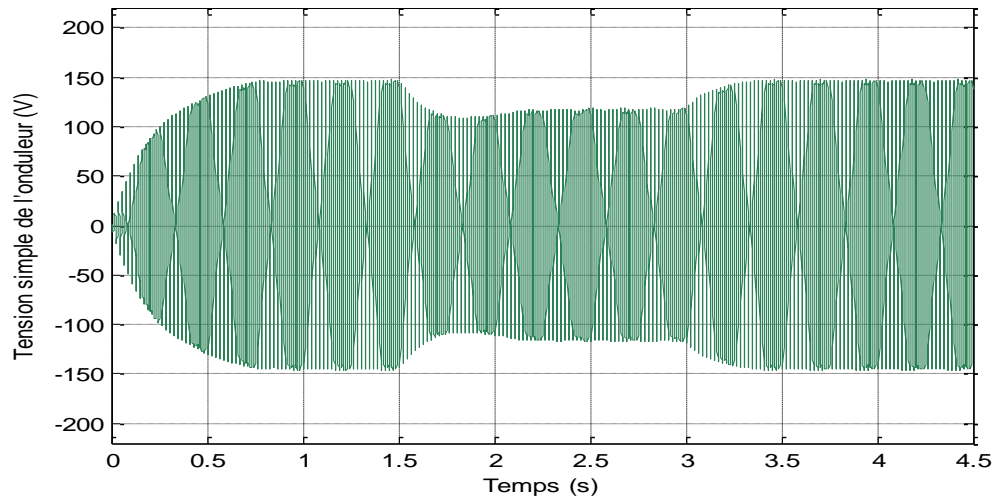


Figure 4.25. Tension simple de l'onduleur

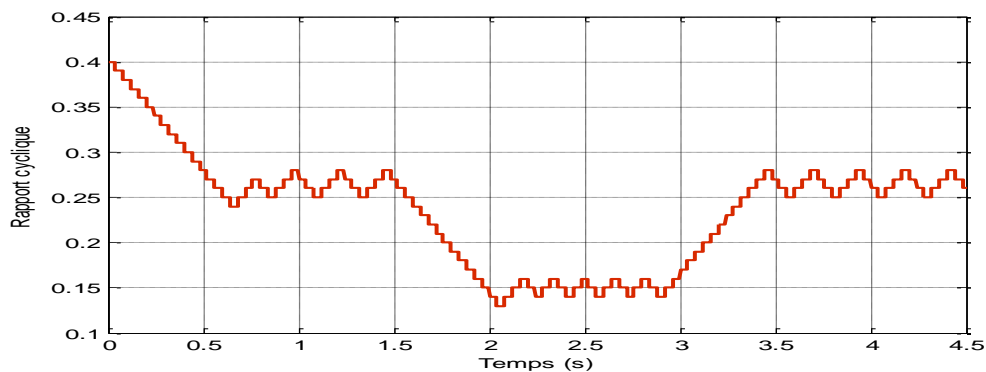


Figure 4.26. Rapport cyclique

Malheureusement, nous n'avons pas pu appliquer une commande pour synchroniser la tension du système PV avec celle du réseau à cause des limites dans le temps.

Enfin, la (figure 4.26) présente le rapport cyclique pour la commande du hacheur Boost. Cette commande est gérée par l'algorithme MPPT P&O qui permet de poursuivre le MPP.

## IV.8. Conclusion

Dans ce chapitre la simulation du système PV global raccordé au réseau électrique avec tous les équipements présent a été faite, tel que le GPV, le hacheur survolteur, l'onduleur et la charge. Deux systèmes ont été simulés, le premier est un système autonome non raccordé au réseau. Le deuxième est un système photovoltaïque raccordé à un réseau BT. Cette étude a montré dans les deux cas l'intérêt de la commande MPPT dans un système photovoltaïque.

# **Conclusion Générale**

## **Conclusion générale**

Le travail présenté dans ce mémoire concerne les systèmes photovoltaïques en fonctionnement couplé au réseau électrique. Ce dispositif est amené à connaître des développements importants liés essentiellement à une volonté de plus en plus affichée de diversification des moyens de production de l'énergie et d'un meilleur respect de l'environnement. Associées à une production décentralisée, ces petites ou moyennes unités peuvent permettre une mutualisation avantageuse de ressources très réparties. Très fluctuantes, et contribuer à une meilleure gestion de l'énergie électrique dans un contexte de développement durable.

L'intérêt porté aux énergies renouvelables. Nous avons amené à nous intéresser aux systèmes photovoltaïques comme production décentralisée. Ces systèmes utilisent des convertisseurs pour se connecter au réseau électrique et la puissance injectée est fortement variable puisqu'elle est dépendante de l'éclairement et la température. Une étude bibliographique a permis de recenser les différents systèmes photovoltaïques pouvant être connecté au réseau.

Notre travail de simulation l'étude de la connexion au réseau électrique se résume à un convertisseur DC/DC de type boost qui fournit une tension continue. Ce convertisseur présente l'avantage d'être un élévateur de tension ce qui permet à ce système de s'adapter aux changements météorologiques et pour extraire le maximum de puissance disponible et un autre convertisseur DC/AC commandé par la MLI (sinus triangle) à transistors IGBT qui converti la tension continue à une tension alternative et on a modélisés et simulés sous Matlab-SIMULINK.

Les résultats de la simulation ont démontré l'intérêt d'un dispositif de recherche de la puissance maximale. La méthode P&O (perturbation and observation) a été choisie pour implanter un algorithme de poursuite du point de fonctionnement à puissance maximale du panneau PV (MPPT).

De cette étude ressort l'importance de la modélisation de la connexion au réseau électrique et de ces systèmes de production. La commande de l'onduleur et les systèmes de productions déterminent le comportement principal de la production décentralisée sur le réseau basse tension. Les technologies actuelles permettent une souplesse de commande importante et même de s'adapter aux défauts du réseau et ainsi de ne pas être déconnectée du réseau. Pour les systèmes photovoltaïques, la souplesse de l'utilisation des convertisseurs statiques est sous employée. Il serait intéressant d'étudier dans quelle mesure les limites d'une déconnexion du

réseau peuvent être repoussées. À ce point-là le concept des onduleurs multi niveau et d'autres méthodes de commande comme la commande SVM est besoin d'être prise en charge.

## **Références bibliographiques**

[1] Smaïl SEMAOUI, « Contribution à l'étude des systèmes photovoltaïques utilisés pour l'alimentation des maisons individuelles dans les zones du sud Algérien », Thèse de doctorat, soutenue le 26 Avril 2014, Université HADJ LAKHDAR Batna.

[2] Roshanak Radbeh « Réalisation et caractérisation des cellules solaires organiques à couches composites polymères incluant des nanotubes de carbones ». Thèse de doctorat, Université de Limoges, 2008.

[3] HELALI KAMELIA, « Modélisation D'une Cellule Photovoltaïque : Étude comparative » Mémoire de MAGISTER EN Électrotechnique, Université MOULOUD MAMMARI de TIZI-OUZOU, 2012.

[4] Pierre-Eymeric JANOLIN, « De l'effet photovoltaïque aux cellules photoélectriques » Techniques de l'Ingénieur, AF 6 240. Date de publication : 10/07/2013, Paris (France).

[5] Lahlah Salah, « Etude comparative des techniques MPPT Perturbation and Observation (P&O), Incremental Conductance (Inc.CoN) et Hill climbing (H.C) », Mémoire de Magister en Électrotechnique, Option : Maitrise des Energies, Université de Batna, 2007.

[6] Aboub Hania, « Commande d'un onduleur neuf niveaux, destiné aux fortes puissances PV », Mémoire de Magister En Électrotechnique, Option : Maitrise des Énergies, Université El-Oued, 2014.

[7] Boucli-Hacene Omar « Conception et Réalisation d'un Générateur Photovoltaïque Munie d'un Convertisseur MPPT pour une Meilleur Gestion Energétique », Mémoire de Magister, Université Abou-Bakr Belkaid, Tlemcen., 2011

[8] R. Merah, R. Chenni, M. Houbes, « Modélisation et simulation d'un module PV par Matlab » 10<sup>ème</sup> Séminaire International sur la Physique Énergétique Département Électrotechnique, Université de Badji Mokhtar Annaba, 2010.

[9] MERAH REDA, « Modélisation d'un dispositif MPPT pour l'étude de l'augmentation de la puissance produite par les générateurs photovoltaïques », Mémoire de Magister, Université BADJI MOKHTAR, ANNABA, 2010.

[10] Laura Baxerres, Aurélie Michallet, Céline Ramet, Rapport\_PIP\_Microtransat\_Energie\_I, "Partie électronique et énergétique", 2005-2006.

[11] M. PETIBON Stéphane, "Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques", Thèse de doctorat soutenue le 20 janvier 2009.

[12] Melle NAKOUL Zakia « Optimisation d'une centrale solaire à base d'un générateur PV [Application Aux Sites Tlemcen Et Bouzaréah] » Thème de Magister, Université ABOU BEKR BELKAID – TLEMCEM 2010.

[13] M. SLAMA Fateh « Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïques interconnectés au réseau électrique » Thème de Magister, Université FERHAT ABBAS - SETIF.

[14] ABBASSEN Lyes, « Étude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque » ; mémoire de magister en électrotechnique, Soutenu le 05/05/2011, Université Mouloud Mammeri De Tizi Ouzou.

[15] «Fuzzy Logic Based MPPT for Photovoltaic Modules Influenced by Solar Irradiation and Cell Temperature». 13th international UKsim conference on modelling and simulation, University Malaysia Sab., Malaysia.

[16] Vincent BENAMARA, « Étude et simulation d'un panneau solaire raccordé au réseau avec périphérique de stockage », École de Technologie Supérieure, Université du Québec, 2012.

[17] TEBBOUB Bilal, « Étude conceptuelle des systèmes photovoltaïques à double et triple jonction », en Électronique, Soutenu le 26/01/2015, Université Mouloud Mammeri De Tizi-Ouzou.



[18] Stephane Vighetti, « Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau : Choix et dimensionnement des étages de conversion », Thèse de doctorat, soutenue le le 24 septembre 2010, Université de GRENOBLE.

[19] F. Bouchtouche cherfa, « Étude et réalisation d'une centrale photovoltaïque connectée au réseau de distribution électrique BT ». Mémoire de magister, École National Polytechnique Elharach, 2004.

[20] F.Antony, C.Durschner , K.Remmers : «Le photovoltaïque pour tous , conception et réalisation d'installations », Institut National de l'énergie solaire , Berlin, 2006.

[21] Boucheritte Wafa, « Convertisseurs multiniveaux dans les systèmes PV Connectés au réseau », Mémoire de Magister en Électrotechnique, Option Énergies renouvelables, Université Mohamed Khider , Biskra, 2013

[22] S. Abada, « Étude et optimisation d'un générateur photovoltaïque pour la recharge d'une batterie avec un convertisseur sepic », Mémoire de Doctorat, Université Laval Québec, 2011.

[23] K. Kassmi, M. Hamdaoui et F. Olivié, « Conception et modélisation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT analogique », Revue des Énergies Renouvelables Vol. 10 N°4 (2007) 451 –462.

[24] T. Mrabti, M. El Ouariachi, K. Kassmi, F. Olivié et F. Bagui, « Amélioration du fonctionnement des systèmes photovoltaïques suite aux brusques variations des conditions météorologiques et de la charge » Revue des Énergies Renouvelables Vol. 11 N°1 (2008) 107 – 117 107.

[25] BOUDEN ABDELMALEK « Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque » Thème de Magister, Université Mentouri, Constantine 2008.

[26] Mr.MEFLAH AISSA « Modélisation et commande d'une chaine de pompage photovoltaïque » Thème de Magister, Université ABOU BEKR BELKAID - TLEMCCEN 2012.

[27] Mr. Yassine LASMI « Optimisation de la poursuite du point de puissance maximale (MPPT) d'un système photovoltaïque par les techniques intelligentes » Thème de Magister, UNIVERSITE FERHAT ABBAS – SETIF, 2013.

[28] V. Boitier , P. Maussion , C. CABAL „Recherche du maximum de puissance sur les générateurs photovoltaïques“, université de Toulouse, revue 3E.I, N°54, pp 90-96, septembre 2008.

[29] REZGUI SALAH EDDINE, « Commande de machine électrique en environnement Matlab/Simulink et temps réel application a la machine asynchrone : commande vectorielle sans capteurs mécaniques SV-PWM, mode glissant, MRAS », thèse de Magister, Université Mentouri de Constantine, 2009.

[30] Noëlle JANIAUD, « modélisation du système de puissance du véhicule électrique en régime transitoire en vue de l'optimisation de l'autonomie, des performances et des couts associés », Thèse de doctorat en physique, soutenue le 29 septembre 2011, Ecole Doctorale « Sciences et Technologies de l'Information des Télécommunications et des Systèmes », Université Paris-Sud 11.

[31] Meroufel Abdelkader, « Contrôle de la machine asynchrone », Intelligent Control & Electrical Power Systems (ICEPS) Laboratory, Université Djillali Liabès – Sidi Bel-Abbès, 2009/2010.

[32] Thi Minh Chau LE, « Couplage Onduleurs Photovoltaïques et Réseau, aspects contrôle/commande et rejet de perturbations » , thèse de Doctorat, Université de Grenoble, 25/01/2012

[33] SONEGGAZ Spa, « Notice d'information », fiche technique,2006

[34] Guy Chateigner, Michel Boës, « Manuel de génie électrique », Dunod, 2007